

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

IN RE APPLICATION OF: Yoshiki MURAKAMI, et al.

GAU:

SERIAL NO: 10/768,444

EXAMINER:

FILED: February 2, 2004

FOR: POWER TRADING RISK MANAGEMENT SYSTEM

REQUEST FOR PRIORITY

COMMISSIONER FOR PATENTS  
ALEXANDRIA, VIRGINIA 22313

SIR:

- ☐ Full benefit of the filing date of U.S. Application Serial Number \_\_\_\_\_, filed \_\_\_\_\_, is claimed pursuant to the provisions of 35 U.S.C. §120.
- ☐ Full benefit of the filing date(s) of U.S. Provisional Application(s) is claimed pursuant to the provisions of 35 U.S.C. §119(e):  
Application No. \_\_\_\_\_ Date Filed \_\_\_\_\_
- ☒ Applicants claim any right to priority from any earlier filed applications to which they may be entitled pursuant to the provisions of 35 U.S.C. §119, as noted below.

In the matter of the above-identified application for patent, notice is hereby given that the applicants claim as priority:

<u>COUNTRY</u>	<u>APPLICATION NUMBER</u>	<u>MONTH/DAY/YEAR</u>
JAPAN	2003-024676	January 31, 2003

Certified copies of the corresponding Convention Application(s)

- ☒ are submitted herewith
- ☐ will be submitted prior to payment of the Final Fee
- ☐ were filed in prior application Serial No. \_\_\_\_\_ filed \_\_\_\_\_
- ☐ were submitted to the International Bureau in PCT Application Number \_\_\_\_\_  
Receipt of the certified copies by the International Bureau in a timely manner under PCT Rule 17.1(a) has been acknowledged as evidenced by the attached PCT/IB/304.
- ☐ (A) Application Serial No.(s) were filed in prior application Serial No. \_\_\_\_\_ filed \_\_\_\_\_; and
- ☐ (B) Application Serial No.(s)  
☐ are submitted herewith  
☐ will be submitted prior to payment of the Final Fee

Respectfully Submitted,

OBLON, SPIVAK, McCLELLAND,  
MAIER & NEUSTADT, P.C.

  
Marvin J. Spivak

Registration No. 24,913

Joseph A. Scafetta, Jr.  
Registration No. 26,803

Customer Number

22850

Tel. (703) 413-3000  
Fax. (703) 413-2220  
(OSMMN 05/03)

10/768,444

日 本 国 特 許 庁  
JAPAN PATENT OFFICE

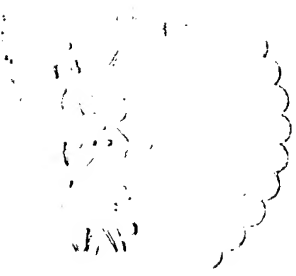
別紙添付の書類に記載されている事項は下記の出願書類に記載されている事項と同一であることを証明する。

This is to certify that the annexed is a true copy of the following application as filed with this Office.

出 願 年 月 日            2 0 0 3 年   1 月 3 1 日  
Date of Application:

出 願 番 号            特 願 2 0 0 3 - 0 2 4 6 7 6  
Application Number:  
[ST. 10/C] :            [ J P 2 0 0 3 - 0 2 4 6 7 6 ]

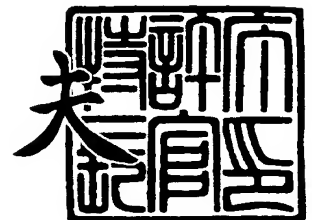
出      願      人            株 式 会 社 東 芝  
Applicant(s):



2 0 0 4 年   2 月 1 2 日

特 許 庁 長 官  
Commissioner,  
Japan Patent Office

今 井 康 夫



出 証 番 号    出 証 特 2 0 0 4 - 3 0 0 8 7 1 0

【書類名】 特許願

【整理番号】 3GB031003

【提出日】 平成15年 1月31日

【あて先】 特許庁長官 殿

【国際特許分類】 G06F 17/00

【発明の名称】 電力取引リスク管理システム

【請求項の数】 11

【発明者】

【住所又は居所】 神奈川県横浜市鶴見区末広町 2 丁目 4 番地 株式会社東芝 京浜事業所内

【氏名】 村上 好樹

【発明者】

【住所又は居所】 神奈川県横浜市鶴見区末広町 2 丁目 4 番地 株式会社東芝 京浜事業所内

【氏名】 竹澤 伸久

【発明者】

【住所又は居所】 神奈川県横浜市鶴見区末広町 2 丁目 4 番地 株式会社東芝 京浜事業所内

【氏名】 植之原 雄二

【発明者】

【住所又は居所】 神奈川県横浜市鶴見区末広町 2 丁目 4 番地 株式会社東芝 京浜事業所内

【氏名】 川島 正俊

【発明者】

【住所又は居所】 東京都港区芝 1 丁目 5 番 1 1 号 東芝ロジスティクス・ソリューションズ株式会社内

【氏名】 立見 高浩

**【発明者】**

**【住所又は居所】** 東京都港区芝浦一丁目 1 番 1 号 株式会社東芝 本社事務所内

**【氏名】** 加名生 雄一

**【特許出願人】**

**【識別番号】** 000003078

**【氏名又は名称】** 株式会社 東芝

**【代理人】**

**【識別番号】** 100083806

**【弁理士】**

**【氏名又は名称】** 三好 秀和

**【電話番号】** 03-3504-3075

**【選任した代理人】**

**【識別番号】** 100068342

**【弁理士】**

**【氏名又は名称】** 三好 保男

**【選任した代理人】**

**【識別番号】** 100100712

**【弁理士】**

**【氏名又は名称】** 岩▲崎▼ 幸邦

**【選任した代理人】**

**【識別番号】** 100100929

**【弁理士】**

**【氏名又は名称】** 川又 澄雄

**【選任した代理人】**

**【識別番号】** 100108707

**【弁理士】**

**【氏名又は名称】** 中村 友之

## 【選任した代理人】

【識別番号】 100095500

【弁理士】

【氏名又は名称】 伊藤 正和

## 【選任した代理人】

【識別番号】 100101247

【弁理士】

【氏名又は名称】 高橋 俊一

## 【選任した代理人】

【識別番号】 100098327

【弁理士】

【氏名又は名称】 高松 俊雄

## 【手数料の表示】

【予納台帳番号】 001982

【納付金額】 21,000円

## 【提出物件の目録】

【物件名】 明細書 1

【物件名】 図面 1

【物件名】 要約書 1

【プルーフの要否】 要

【書類名】 明細書

【発明の名称】 電力取引リスク管理システム

【特許請求の範囲】

【請求項 1】 電力取引リスク管理システムにおいて、発電所や市場から調達された電力を満期および配当期間が定められた金融資産とし、種々の契約形態の電力需要を契約電力量、契約期間、契約条件等に基づく満期および配当期間が定められた金融負債とし、これらを満期および配当期間を考慮した電力ポートフォリオとして総合的に管理することを特徴とする電力取引リスク管理システム。

【請求項 2】 個々の発電所の収益の変動を模擬し、燃料価格の変動等からそのリスク・パラメータを評価する手段と、  
スポット市場から調達する電力のリスク・パラメータを評価する手段と、  
それらの割合を決定する手段と、  
個々の需要家の電力契約のリスク・パラメータを評価する手段と、  
これらをポートフォリオとして総合的に管理して全体のリスク量を評価する手段と、  
リスク量を許容値以下に保ちながら収益を最大化するために電力市場から調達する電力の割合を変更する手段と、  
最適な組み合わせを発電計画に反映させる手段とを備えた電力取引リスク管理システム。

【請求項 3】 前記電力ポートフォリオの管理のために、マチュリティー・ラダー分析、期間ギャップ分析、デュレーション・ギャップ分析等の A L M 手法を用いることを特徴とする請求項 2 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 4】 所有する発電機により発電された電力とスポット市場から調達された電力を組み合わせる電力調達計画を作成する手段と、  
個々の電力需要を契約電力量、契約期間、契約の種類、条件等を考慮して電力需要計画を作成する手段と、  
これらを電力ポートフォリオとして総合的に管理することにより、一定期間における電力販売収益におけるリスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させる手段とを備えた電力取引リスク管理システム。

【請求項 5】 前記電力ポートフォリオに、二酸化炭素等の排出権を組み合わせることにより、電力価格の変動リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させる手段を備えた請求項 4 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 6】 前記電力ポートフォリオに、該当する地域の天候に関連した金融商品を組み合わせることにより、電力価格の変動リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させる手段を備えた請求項 4 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 7】 当該システムが運営される国、地域、時間ごとに異なる需要と価格の関係を用いて前記電力ポートフォリオのポジション管理やリスク指標を計算するリスク評価手段を備えた請求項 4 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 8】 前記リスク評価手段は、前記電力ポートフォリオのポジション管理やリスク指標の計算において、ボラティリティ、リスク感応度（エクスポージャー）、デルタ等のリスク指標、収益率分布の歪度、尖度、収益率や価格分布のパーセント点あるいはバリュー・アット・リスク、アーニング・アット・リスクを用いることを特徴とする請求項 7 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 9】 前記電力ポートフォリオのリスク評価において電力取引による収益率分布として正規分布でない確率分布を用いることを特徴とする請求項 4 ～ 8 のいずれかに記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 10】 前記リスク評価手段は、金融ボルツマン・モデルを用いることを特徴とする請求項 9 に記載の電力取引リスク管理システム。

【請求項 11】 発電による利益を最大化するように運転する発電機の組み合わせを決定する手段を備えた請求項 2 ～ 10 のいずれかに記載の電力取引リスク管理システム。

#### 【発明の詳細な説明】

#### 【0001】

#### 【発明の属する技術分野】

本発明は、電力取引におけるリスクを管理する電力取引リスク管理システムに関する。

## 【0 0 0 2】

## 【従来の技術】

電力取引は2000年3月より大口需要家（2万V、2000 kW以上）対象に限って小売が自由化されている。この部分的自由化は3年をめどに見直されることになっており、2004年ごろから自由化が大幅に拡大される見込みである。このように電力取引が自由化されると電力価格が市場の状況で変動し、発電業者や電力取引業者、需要家においては、収益やコストが変動する可能性（リスク）が生じる。これは現在の株式市場において株価が変動する状況に類似している。金融・証券業界ではこれに対して金融工学を用いた価格変動リスクのヘッジ（低減・消去）手法が開発されてきた。電力価格のリスクヘッジにもこの金融工学的手法が有効と考えられる。

## 【0 0 0 3】

金融工学では将来の価格は全くランダムに変動するという仮定を設けている。すなわち、利率に相当するドリフト項を除いて将来の価格は全く予測できないと仮定している。しかしながら電力価格の場合、株式等に比べて需給関係に影響を受ける度合いが大きい。また、需要は一般に深夜や週末に低下するため、電力価格には一日あるいは一週間周期の変動が観測される。さらに天候によって需要が大きく変動し、結果的に価格も天候に従って変動する傾向がある。このため1年を周期とする季節変動も観測される。このような変動はある程度まで予測されるため、株式の場合のように将来の価格が全く予測できないという仮定が必ずしも成立しなくなる。また、需給関係がひっ迫した場合には価格が極めて高騰し、スパイク状の価格変動を示すこともある。このような需要と価格の関係は従来の金融工学にはない概念である。この他にも電力という商品には、保存が困難または高価であり、かつ商品の受け渡しには電力送電システムを用いる必要があるという特徴がある。このため、電氣的な法則によって需要と供給の関係が規定される。以上の原因から電力価格の変動は株式の変動と比べて多少異なる様相を示す。

## 【0 0 0 4】

電力取引におけるリスクを管理するためにはリスク量を数値的に評価する必要があるが、そのためには将来の電力価格の変動をモデル化する必要がある。この



ような場合、金融工学では幾何ブラウン運動モデルを用いることが多い。ここでは株式の例を用いて従来技術を説明する。金融工学では一般に、株価の微小変化  $dS$  を、

【数 1】

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz$$

のように記述する。ここで、 $S$  は株価、 $\mu$  はドリフト率（トレンド項）、 $t$  は時間、 $\sigma$  はボラティリティ、 $z$  はウィーナー過程に従う変数である。

【0005】

ボラティリティとは将来の価格変動の不確実性であり、金融工学では市場価格の変動リスクの大きさを示すために用いられる。これは年率換算の標準偏差に相当し、以下の式で定義される。

【0006】

【数 2】

$$\sigma = s / \sqrt{\tau}$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2}$$

$$u_i = \ln(S_i / S_{i-1})$$

ここで、 $S_i$  は時刻  $i$  での株価（電力の場合は電力価格）であり、 $u_i$  は時刻  $i-1$  から  $i$  までの連続複利（あるいは収益率）である。価格が一日おきの値であれば、 $u_i$  は日次収益率になる。また、 $\tau$  の単位を年とすると  $\sigma$  は年率のボラティリティになり、価格変動の大きさに対する指標になる。

【0007】

一方、ウィーナー過程とはマルコフ確率過程の一つであり、物理の世界ではブラウン運動といわれる微粒子の運動を表すのに用いられる、 $dz$  は微小時間  $dt$  中の  $z$  の変移であり、

【数 3】

$$dz = \varepsilon \sqrt{dt}$$

なる関係がある。ここで、 $\varepsilon$  は標準正規分布（平均 0、標準偏差 1）からの無作為抽出である。但し、異なる微小時間  $dt$  に関して  $dz$  は独立である。

#### 【0008】

数 1 式のようにドリフト項を含み  $dz$  の係数が 1 でないウィーナー過程（ブラウン運動）は、一般化されたウィーナー過程（伊藤過程）と呼ばれる。また、数 1 式は株価の対数がブラウン運動をすることを意味し、このような確率過程を幾何ブラウン運動という。すなわち、数 1 式は株価の対数の変動をトレンド項と正規分布するランダム変動項の和として近似するわけである。これは投資家が価格の絶対値ではなく、収益率に関心があることを反映している。株式資産のリスク評価をする場合、通常はこの幾何ブラウン運動モデルを用いて価格の変動をモデル化し、得られた価格分布に従ってリスクを評価（計量）する。

#### 【0009】

一方、電力価格の場合、幾何ブラウン運動では価格分布を精度よく再現できないという問題点があった。以下では、電力価格の事例として米国カリフォルニア州の電力取引所（CalPX : California Power Exchange）およびドイツ・ライプチヒ電力取引所（LPX : Leipzig Power Exchange）の市場データを例にとって、従来技術の問題点を示す。なお、これらの電力価格データはインターネット上に公開されているものを用いた（[www.ucei.berkeley.edu/ucei](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei)）。

#### 【0010】

図 1（a）、図 1（b）は 1999 年、2000 年のカリフォルニア電力取引所（CalPX）の前日市場の電力価格を一日平均の値で示したものである。また、図 1（c）は 2001 年のドイツ・ライプチヒ電力取引所（LPX）の電力価格を一日平均の値で示したものである。図 1（d）は参考のために示した 2001 年の A 社株価の終値の推移である。

#### 【0011】

これから、第一に分かることは、価格あるいは日次収益率の変動が株式に比べてはるかに大きいことである。ボラティリティは、A 社の株価が 55% であるのに対して、CalPX の場合、1999 年が 343%、2000 年が 456%

、2001年のLPXの場合には588%である。従って、いずれの場合にも電力価格のボラティリティは株式に比べて1桁程度大きいことが分かる。

#### 【0012】

多くの金融派生商品の価格はボラティリティの値に敏感であるため、従来の金融工学的手法では電力取引におけるリスクヘッジが困難になるという問題点があった。例えば、オプション価格が大きくなりすぎるという問題点が指摘されている（村上好樹、他、日本金融・証券計量工学学会、2002年夏季大会予稿集、2002年）。

#### 【0013】

第二に収益率の分布が正規分布から大きくずれるという現象が見られる。図2（a）、図2（b）は、CalPXの1日平均の電力価格の収益率およびA社株式の日次収益率の分布を示したものである。図中の点線は正規分布を示しているが、図2（a）のCalPXの収益率の確率分布では、裾野の部分が正規分布より大きくなっている様子が分かる。この現象はファット・テールと呼ばれ、エネルギー関連の商品ではしばしば観測される。株式においても観測されるが、電力価格ではこの傾向が一層顕著になる傾向がある。

#### 【0014】

この正規分布からのずれは、歪度  $a_3$  および尖度  $a_4$  とよばれる統計量で表現される。これらは、以下の式で定義される。

#### 【0015】

【数4】

$$\alpha_3 = \sum_i (x_i - \bar{x})^3 / (N\sigma_x^3)$$

$$\alpha_4 = \sum_i (x_i - \bar{x})^4 / (N\sigma_x^4)$$

ここで、 $\bar{x}$  はデータ  $x_i$  の平均値、 $N$  はデータ数、 $\sigma_x$  はデータの標準偏差である。尖度は正規分布の場合には3になり、分布が尖がるほど大きくなる。歪度は左右対称の場合には0になる。

#### 【0016】

C a l P X 電力価格の場合、歪度  $a_3 = 0.26$ 、尖度  $a_4 = 6.2$  である。すなわち、分布はほぼ左右対称であるが、正規分布に比べて尖っていることが分かる。図 2 (b) の A 社株価の場合、歪度  $a_3 = 0.2$ 、尖度  $a_4 = 3.3$  であり、ほぼ正規分布に近いことが分かる。従来の金融工学モデルでは収益率の分布として、通常は正規分布を仮定している。このため従来の金融工学的手法をそのまま電力取引に用いることはできないという問題点があった。

### 【0017】

市場価格の変動リスクを数値的に評価する方法の一つにバリュー・アット・リスク (V a R : V a l u e a t R i s k) と呼ばれる量がある。図 3 は電力資産の価値が平均  $\mu$ 、標準偏差  $\sigma$  の正規分布に従って変動すると仮定した場合に、ある確率で資産の価値が  $X_{L1}$  以下に低下する場合の損失額を示す図である。この損失額は、一般に V a R と呼ばれるリスク量である。ここで、電力資産とは、電力価格と電力量の積であり、多資産の場合にも同様に定義できる。また、種類の異なる資産の場合にも金額に換算することで定義できる。なお、多資産の場合には、相関のある資産であれば相関係数を用いて全資産の分布の標準偏差が計算される。図 3 において、例えば 1 % の確率で資産が  $X_{L1}$  に低下するとすると、正規分布では  $\mu - X_{L1}$  は  $2.33 \times \sigma$  に相当する。標準偏差  $\sigma$  は、考慮している期間 (例えば一ヶ月) の将来における確率分布の標準偏差を用いる。この値は、幾何ブラウン運動を仮定する場合には時間の平方根に比例するため、

### 【数 5】

$$\sigma_x = (\text{年率のボラティリティ}) \times (\text{年単位で表した期間})^{0.5}$$

で計算される。図 3 の場合、「99 % の信頼度で、一ヶ月間の V a R は  $(\mu - X_{L1})$  円である」と表現される。この値の大小によってリスクの大小が評価される。

### 【0018】

分布が正規分布でない場合にも同様な定義が可能である。図 4 は資産の価値がファット・テールを持つ確率分布に従って変動する場合の例である。この場合、累積確率 (確率分布関数の  $X_{L2}$  以下の部分の面積比) が 1 % に相当する点を求め

て  $X_{L2}$  とすると、 $X_{L2} < X_{L1}$  であるから、同じ 99% の信頼度に対して損失額すなわち  $VaR$  は大きくなる。すなわち、ファット・テールを持つ分布では正規分布を仮定して  $VaR$  を評価すると過小評価することになる。このため、将来の価格の確率分布を可能な限り正確に求めることがリスクの評価のために重要である。しかしながら、従来手法ではこの確率分布を評価することが困難であるという問題点があった。

#### 【0019】

さらに実務上は損失額に対する誤差も問題になる。図5（a）、図5（b）は実際の収益と  $VaR$  による評価の差異を示したものである。これはバックテストと呼ばれる。この場合、1999年のC a l P X電力価格に対して計算した1日ごとの損益（当日価格と前日価格の差）と正規分布を仮定して計算した  $VaR$  の値を表示してある。図5（b）は図5（a）の一部を拡大したものである。図において、棒グラフで示されている値が1 MWhあたりの日次の損益である。図中に点線で示した値は、95%信頼度による1 MWhあたりの1日後の  $VaR$  である。なお、ボラティリティは評価時点から過去2週間（14日）のデータにより計算した。

#### 【0020】

これらの図から、 $VaR$  の値を超えた損失が生じる頻度は、およそ1/20（5%）程度である。しかしながら、損失が生じた場合の額が極めて大きくなる可能性があることが分かる。従って、従来手法では、損失の生じる頻度は正しく評価できるが、損失額は過小評価してしまうという問題点があった。

#### 【0021】

以上の問題点に加えて、電力価格の場合には、需要や天候との関係を考慮する必要があり、リスク管理は株式に比べて格段に複雑になるという問題点もある。

#### 【0022】

さらに電力取引が自由化されると発電事業者の事業戦略は劇的に変化する。すなわち、自由化前には主な不確定要素は電力需要の変動と予定外の発電機停止であった。（燃料価格は基本的に売価に転嫁されていた）。従って、リスク管理の目的は、需要を予測し発電コストを最小にすることであった。一方、自由化後に

は電力価格が変動することによるリスク要因が主になる。但し、このリスクは、以下に述べるように適切に管理されれば基本的に発電事業者にとって利点となるものである。すなわち、自由化によって、発電事業者は「発電しない」という選択が可能になる。これは供給義務を放棄するということではなく、発電機を止めて市場から調達して売するという選択が可能になるということである。この場合、どれだけ発電して、どれだけ調達するかが重要になる。以下では簡単な例をあげて説明する。

### 【0 0 2 3】

自由化前には、単位電力あたりの発電コストを  $C$ 、単位電力あたりの固定電力価格を  $P$ 、需要量を  $L$  とすると、発電事業者の単位電力あたりの利益は、

【数 6】

$$G_0 = L(P - C)$$

となる。

### 【0 0 2 4】

一方、自由化後の発電による利益は、理想的な場合を議論するために十分に流動的なスポット市場が存在すると仮定し、発電機の技術的な制約を無視し、最大電力  $Q_{MAX}$  以下で自由に発電が可能と仮定すると、単位電力あたりの発電コストを  $C$ 、単位電力あたりの固定電力価格を  $P$ 、需要量を  $L$  ( $L \leq Q_{MAX}$ )、発電量を  $Q$  ( $Q \leq Q_{MAX}$ )、市場からの調達量を  $B$  (負なら市場への売却量)、単位電力あたりのスポット価格を  $S$  とすると、次のようになる。

### 【0 0 2 5】

【数 7】

もし、 $S \leq C$  なら、

発電量  $Q = 0$

調達量  $B = L$

利益  $G = L(P - S) \geq G_0$

【数 8】

もし、 $S > C$  なら、

発電量  $Q = Q_{\text{MAX}}$

調達量  $B = - (Q_{\text{MAX}} - L)$

利益  $G = L (P - C) + (Q_{\text{MAX}} - L) (S - C) > G_0$

である。すなわち、スポット価格が発電コストよりも安ければ発電をやめて市場から全量を調達すればよく、それ以外の場合には発電設備の容量のうち需要量以上の部分を市場で売却すれば余分の利益が得られる。いずれの場合にも、自由化前より利益が増加することが分かる。実際には技術的な制約を満足させながら利益を最大にする  $B$  を求める必要がある。また、発電しなくてもかかるコスト  $C'$  が存在する場合には、市場から調達する条件が、 $S \leq C - C'$  になる。

#### 【0 0 2 6】

さらに、将来、 $\text{CO}_2$  ガス等の排出権取引がなされた場合、火力発電所の場合には当然に排出権を持っているはずなので、発電をやめて市場から電力を調達する場合には排出権を売却することでさらに利益が増える可能性がある。

#### 【0 0 2 7】

上述のように一つの発電所とスポット市場を考えた場合にも、これらの最適な組み合わせが存在することは明らかである。多数の発電機を用いた場合には、各々の発電機の発電コストが異なるため、最適な組み合わせを決める方法はさらに複雑になる。

#### 【0 0 2 8】

現在の発電事業者においても、発電コストの異なる発電所を多数所有しているため、外的要因で決まる需要に対して最適な発電所の組み合わせを決めている。しかしながら、電力取引が自由化されると電力価格が時間的に変動すること、需要ごとに価格が異なることから最適な発電所と需要の組み合わせの手段は当然に変わってくる。これには、金融証券分野で用いられているポートフォリオの概念を適用することができる。これはリスク（価格の時間的変動）と収益の異なる資産を最適に組み合わせる手法である。例えば、異なる種類の資産を組み合わせることでリスクを低減させることが可能になる。単純なポートフォリオ最適化の問題では保有期間はあまり考慮されないが、電力資産の場合には送電する期間や受電する期間の概念がある。従って、時間を考慮したポートフォリオ最適化の手法

が必要になる。

#### 【0029】

現在でも契約の条件に応じて多種類の電力価格が存在する。電力取引が自由化されると、価格設定の自由度が増すために電力事業者は、価格や保有期間が異なる多種類の電力資産を持つことになる。仮に発電コストが一定と仮定すると、これらは収益率や満期が異なる資産になる。将来的には先物やオプションといった金融派生商品も登場すると考えられる。これらを適切に管理する手段は自由化先進国の海外でも未だに確立していない。

#### 【0030】

保有期間を考慮したポートフォリオの管理手法の一つに、ALM (Asset and Liability Management : 資産負債の総合管理) がある。金融機関においては、運用・調達それぞれにおいて短期資金と長期資金のミスマッチが生じると、金利差等によって収益力が悪化する。これを防ぐために資産と負債を総合的にコントロールする手法が多数開発されてきた。

#### 【0031】

ALMの歴史は古く1980年代前半に始まり、当初はマチュリティー・ラダー分析(金利階層別に期落ち動向の影響を把握)や満期到来のギャップ分析、感応度分析がなされていたが、やがて現在価値でのリスク管理の重要性が認識され、デュレーション分析やVaR (Value at Risk)、EaR (Earnings at Risk) などに発展してきた。最近では信用リスクの管理にも応用されてきている。通常のALMでは金利変化を主に考慮の対象とするが、この手法は電力取引のリスク管理にも適用ができる。しかしながら、これまでは上記のようなALM手法はVaR等の一部を除いて電力資産の管理には用いられてこなかった。

#### 【0032】

そこで、発電所や市場から調達された電力を満期および配当期間が定められた金融資産と考え、種々の契約形態の電力需要を、契約電力量、契約期間、契約条件等を考慮して満期および配当期間が定められた金融負債とみなし、これらを満期および配当期間を考慮したポートフォリオとして管理する手法を考慮してみる



。

## 【0 0 3 3】

電力供給を行う発電設備をそのリスクの大小により管理し、電力需要とポートフォリオを組む場合には、最適な発電機の組み合わせ方法（経済配分）も異なってくる。従来では、起動する発電機を決めるために発電コストが最小になるような組み合わせを選んでいた。（簡単のために起動停止コストは無視する）。これは与えられた需要に対して燃料費が最小になる発電機出力の組み合わせを決めることに相当する。たとえば、発電機が2台あり、必要な発電量が $P_0$ であり、最適な発電電力が $P_1$ と $P_2$ とする。各発電機の発電コストが $f_1(P_1)$ ， $f_2(P_2)$ で表されるとすると、問題は、

## 【数 9】

$$P_0 = P_1 + P_2$$

の条件のもとで、

## 【数 1 0】

$$f_1(P_1) + f_2(P_2)$$

を最小化する $P_1$ と $P_2$ を決める問題になる。

## 【0 0 3 4】

この問題の最適解はラグランジュの未定乗数法を用いて求め、

## 【数 1 1】

$$F = f_1(P_1) + f_2(P_2) + \lambda(P_0 - P_1 - P_2)$$

に対して、

## 【数 1 2】

$$\frac{\partial F}{\partial P_1} = \frac{\partial f_1}{\partial P_1} - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_2} = \frac{\partial f_2}{\partial P_2} - \lambda = 0$$

を連立して解けばよい。従って、最終的には、

【数 1 3】

$$\frac{\partial f_1}{\partial P_1} = \frac{\partial f_2}{\partial P_2} = \lambda$$

が得られる。この  $\lambda$  は増分燃料費と呼ばれる。すなわち、発電機が多数あるときにも増分燃料費が等しくなるような運転を行えばよいわけである。

【0035】

例えば、 $f_1(P_1) = a_1 P_1^2$ ,  $f_2(P_2) = a_2 P_2^2$  とすると、数 1 3 式の解は次ぎようになる。

【0036】

【数 1 4】

$$P_1 = \frac{a_2 P_0}{a_1 + a_2}$$

$$P_2 = \frac{a_1 P_0}{a_1 + a_2}$$

$$F = \frac{a_1 a_2 P_0^2}{a_1 + a_2}$$

となる。

【0037】

しかし、発電事業者にとっての最終的な目的は発電コストを最小化するのではなく、利益を最大化することである。従来のように電力価格が一定の場合には発電コストの最小化は利益の最大化に等しい。電力自由化によって電力価格が変動するようになると事情が変わってくる。電力価格が変動する場合にも個々の発電機のみを考慮している場合には同様の手法が利用可能である。現実的な起動停止等のコストを考慮すると両者は一致しないが、一般に起動停止コストは比較的に小さい。

【0038】

しかしながら、需要ごとに価格が異なる場合には上記のように単純化はできない。また、例えばリスクの小さな需要はリスクの小さな発電機が担当すべきであ

ると考えると、対象とする電力価格の変動が異なるため両者は一致しない。あるいは、需要の期間と量に応じて発電機を選択して発電計画を立てた場合にも両者は一致しない。従って、従来のような増分燃料費をもとにした経済運用手法は電力自由化のもとでは結果は最適ではないという問題点があった。

【0 0 3 9】

【特許文献 1】

特開 2 0 0 1 - 6 7 4 0 9 号公報

【0 0 4 0】

【特許文献 2】

特開 2 0 0 2 - 1 5 7 4 2 5 号公報

【0 0 4 1】

【非特許文献 1】

Y. Uenohara et. al., Proc. 5th JAFE  
E Int. Nat. Conf., pp. 18, 1999

【0 0 4 2】

【発明が解決しようとする課題】

上述したように、電力取引が自由化された場合には、現在以上に多種多様な契約の電力商品が登場し、需要ごとに電力価格が異なり、しかもその価格が時間的に変化するために、電力供給と電力需要という資産を総合的に管理しなければならないという問題点があった。さらに、電力資産では送電期間や受電期間という時間的要素が重要であり、通常的手法ではポートフォリオの最適化が困難であるという問題点があった。さらに、これらの資産の価格分布においても正規分布からのずれが大きいため、従来のモデルでは誤差が大きくなるという問題点があった。また、発電事業者が電力自由市場のもとで電力取引を行う場合には、発電コストのみを考慮すると収益を最大化できないという問題点があった。さらにリスクを許容値以下に保ちつつ収益を最大化することが困難であり、リスクの管理においても発電所単独では最適化できないという問題点があった。

【0 0 4 3】

本発明は、このような技術的課題に鑑みてなされたもので、多数の発電所を持

つ発電事業者がスポット市場からの調達や、関連する金融商品の取引を通じて、多数の電力需要に応じる方法論を提供し、これらをポートフォリオとして扱い、そのリスク管理を可能にする電力取引のリスク管理技術を提供することを目的としている。

#### 【0044】

##### 【課題を解決するための手段】

請求項1の発明の電力取引リスク管理システムは、コンピュータにより発電所や市場から調達された電力を満期および配当期間が定められた金融資産とし、種々の契約形態の電力需要を契約電力量、契約期間、契約条件等に基づく満期および配当期間が定められた金融負債とし、これらを満期および配当期間を考慮した電力ポートフォリオとして総合的に管理することを特徴とするものである。

#### 【0045】

請求項2の発明の電力取引リスク管理システムは、個々の発電所の収益の変動を模擬し、燃料価格の変動等からそのリスク・パラメータを評価する手段と、スポット市場から調達する電力のリスク・パラメータを評価する手段と、それらの割合を決定する手段と、個々の需要家の電力契約のリスク・パラメータを評価する手段と、これらをポートフォリオとして総合的に管理して全体のリスク量を評価する手段と、リスク量を許容値以下に保ちながら収益を最大化するために電力市場から調達する電力の割合を変更する手段と、最適な組み合わせを発電計画に反映させる手段を備えたものである。

#### 【0046】

請求項3の発明は、請求項2の電力取引リスク管理システムにおいて、前記電力ポートフォリオの管理のために、マチュリティー・ラダー分析、期間ギャップ分析、デュレーション・ギャップ分析等のALM手法を用いることを特徴とするものである。

#### 【0047】

請求項4の発明は、請求項2の電力取引リスク管理システムにおいて、所有する発電機により発電された電力とスポット市場から調達された電力を組み合わせる電力調達計画を作成し、一方で個々の電力需要を契約電力量、契約期間、契約

の種類、条件等を考慮して電力需要計画を作成し、これらをポートフォリオとして総合的に管理することにより、一定期間における電力販売収益におけるリスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させることを特徴とするものである。

【 0 0 4 8 】

請求項 5 の発明は、請求項 4 の電力取引リスク管理システムにおいて、所有する電力ポートフォリオに、二酸化炭素等の排出権を組み合わせることにより、電力価格の変動リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させることを特徴とするものである。

【 0 0 4 9 】

請求項 6 の発明は、請求項 4 又は 5 の電力取引リスク管理システムにおいて、所有する電力ポートフォリオに、該当する地域の天候に関連した金融商品を組み合わせることにより、電力価格の変動リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させることを特徴とするものである。

【 0 0 5 0 】

請求項 7 の発明は、請求項 2 ～ 6 のいずれかの電力取引リスク管理システムにおいて、ポートフォリオのポジション管理やリスク指標の計算に用いる電力需要と電力価格の関係に、当該システムが運営される国、地域、時間ごとに異なる需要と価格の関係を用いることを特徴とするものである。

【 0 0 5 1 】

請求項 8 の発明は、請求項 2 ～ 6 のいずれかの電力取引リスク管理システムにおいて、所有する電力ポートフォリオのポジション管理やリスク指標の計算において、ボラティリティ、リスク感応度（エクスポージャー）、デルタ等のリスク指標、収益分布の歪度、尖度等の統計量、価格分布のパーセント点あるいはバリュー・アット・リスク、アーニング・アット・リスク等を用いることを特徴とするものである。

【 0 0 5 2 】

請求項 9 の発明は、請求項 2 ～ 8 のいずれかの電力取引リスク管理システムにおいて、所有する電力ポートフォリオのリスク評価において電力取引による収益率分布として正規分布でない確率分布を用いることを特徴とするものである。

**【0 0 5 3】**

請求項 1 0 の発明は、請求項 9 の電力取引リスク管理システムにおいて、所有する電力ポートフォリオのリスク評価において金融ボルツマン・モデルを用いることを特徴とするものである。

**【0 0 5 4】**

請求項 1 1 の発明は、請求項 2 ～ 1 0 のいずれかの電力取引リスク管理システムにおいて、運転する発電機の組み合わせを決定する際に、発電コストを最小化するのではなく、利益を最大化するような組み合わせを決定することを特徴とするものである。

**【0 0 5 5】****【発明の実施の形態】**

以下、本発明の実施の形態を図に基づいて詳説する。

**【0 0 5 6】**

図 6 は、本発明の第 1 の実施の形態の電力取引管理システムの機能構成を示している。本実施の形態の電力取引管理システムにより、電力需要と電力調達のバランスにおいて、量的、時間的要素を考慮して電力ポートフォリオを構成する。ここで、個別の需要関連データ 7 0 0 を時間の関数として入力する需要データ入力部 7 0 1 により、対象とする需要関連データ（時間の関数としての個別の需要量およびそのリスク指標）を入力する。需要量を合算して需要カーブを作成する需要カーブ作成部 7 0 2 によって、入力された需要関連データから一定期間の需要カーブを作成する。需要カーブは近似的に発電・調達カーブ作成部 7 0 3 が作成する発電・調達カーブに等しい。

**【0 0 5 7】**

一方、電力調達計画作成部 7 0 4 は、発電（あるいは調達）の量と時間を需要の量と時間に可能な限りマッチングさせて、リスク最小になるように発電機の運転計画および市場あるいは他電力会社から電力を調達する計画を作成し、これによって、発電・調達のための目標データ 7 0 5 を得る。この結果を従来手法と比較して示したものが、図 7 である。

**【0 0 5 8】**

図7(a)～図7(c)は、本発明の第1の実施の形態の電力取引リスク管理システムによる最適発電計画作成原理を示したものである。電力の契約には一般に最大電力量と受け渡し期間が決められている。従ってある時刻の断面だけでは議論ができず、時間軸も考慮した議論が必要である。図7(a)はこれを概念的に示したものである。この場合、需要家が5件あり、その合計が需要カーブになる。横軸は時間であるが、1日の変化と考えるもよいし、1年の変化と考えるもよい。それに対して所有する発電機で発電するか市場から購入するかして電力を調達し、両者をバランスさせる。実際の契約条件は単純ではないし、使用される電力も時間的に一定ではないが、ここでは簡単のために個々の需要を矩形で表している。これに対して調達側は、従来は図7(b)のように発電コストの安価な発電機から順に動かしていき、その発電機の最大発電可能電力に達すれば、次に発電コストの安価な発電機を動かし、さらに次の発電機にという考え方であった。起動停止や出力変動が難しいという理由でベース電源が選ばれる場合もあり、単純に安い電源から動かしているというわけではないが、価格が時間的に変動しない(リスクが存在しない)場合には、一般的には上記のような考え方が成り立つ。わざわざ高い電源をベース電源にする理由がないのである。

#### 【0059】

一方、電力取引の自由化によって電力価格が時間的に変動するようになると単純に発電コストだけで動かす発電機を決めることはできなくなる。すなわち、リスクの要素を考慮する必要がある。発電機によって収益率が異なり、価格変動リスクも異なるわけであるから、いわゆるポートフォリオ的な考え方が必要になる。ポートフォリオの収益率 $Y$ は各資産の収益率 $y_i$ の加重平均になる。すなわち、各資産のウェイトを $w_i$ とすると、

#### 【数15】

$$Y = \sum_i w_i y_i$$

となる。このとき、 $Y$ の分散 $\sigma_Y^2$ は、

## 【数 16】

$$\sigma_Y^2 = \sum_i w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_i \sum_{j \neq i} w_i w_j \sigma_{ij}$$

で表される。ここで、 $\sigma_{ij}$  は資産  $i$  と  $j$  の共分散である。現在の  $i-1$  個の資産があり、ここに新たに 1 個の資産  $i$  を加えたときに新しいポートフォリオのリスク（分散）がどのように変化するかはポートフォリオ理論の最も重要な部分である。 $i$  番目の資産をポートフォリオに加えることによりポートフォリオ全体のリスクがいかに変化するかは、数 16 式を  $w_i$  で偏微分すると分かる。すなわち、

## 【数 17】

$$\frac{\partial \sigma_Y^2}{\partial w_i} = 2w_i \sigma_i^2 + 2 \sum_{j \neq i} w_j \sigma_{ij} = 2Cov(y_i, Y)$$

となる。これは  $i$  番目の資産とポートフォリオ全体の共分散に相当する。すなわち、新しいポートフォリオのリスクは  $i$  番目の資産の分散ではなく、他の資産との共分散に影響を受けることが分かる。発電事業者が新たな需要を獲得すべきかどうかは、それ以外の需要との関係で判断する必要があるわけである。

## 【0060】

ポートフォリオのリスクを評価する場合にも前述のバリュー・アット・リスク（V a R）が用いられる。例えば、現在のポートフォリオの V a R が 1 億円であったとする。ここに、新たに 2000 万円利益が見込まれる電力契約を行う必要ができたとする。この取引の V a R が例えば 3000 万円であるとする。この場合、リスクとリターンの比率は 3 : 2 であり、効率的な取引とはいえない。しかし、ポートフォリオとして組み込んだ場合に全体の V a R が 1000 万円増加して 1 億 1000 万円になるのであれば、リスクとリターンの比率が 1 : 2 になるため、効率的な取引になる。従って、個々の電力取引の収益だけでは取引の是非の判断ができないわけである。

## 【0061】

これは需要と供給の関係にもあてはまる。電力契約も一種の財産であるので、



資産（正の財産）と負債（負の財産）に分けられる。これを金融証券分野との類似性で当てはめれば、資産が発電電力あるいは市場から調達した電力であり、負債は需要家への供給電力になる。

### 【0062】

通常は、

### 【数18】

資産＝負債＋資本

であるが、ここでは資本は0とする。電力取引では需要と供給のバランスが崩れれば停電につながるため、いわば資本の余裕がない状態で資産と負債がバランスしているわけである。この管理には、金融機関の行っているALM（Asset and Liability Management：総合的資産負債管理）的考え方が有効である。この場合、電力価格の変動が従来技術における金利の変動に相当すると考えることができる。資産にも負債にも不確実性が大きくリスクの大きなものや、不確実性が小さくリスクの小さなものがある。従って、短期契約と長期契約、リスクの大きな契約と小さな契約を適当に組み合わせることで、電力価格の変動に対してポートフォリオを適切に維持（リスク許容度に応じて期待収益率を最大化）することができる。図7（c）はこの様子を概念的に表したものである。この場合、図7（b）のように安価な発電機から順に積み上げていって需要に合わせるのではなく、それぞれの需要に対応して最適な調達を行っている。この図では需要と調達を同じ矩形のブロックで表しているが、実際にはリスクと収益の観点から個々に調整する必要がある。すわわち、単純に安価な発電機から動かすのではなく、需要に合わせて最適な調達を行う必要があるわけである。

### 【0063】

このための具体的な手法としては、（1）マチュリティー・ラダー分析、（2）期間ギャップ分析、（3）デュレーション・ギャップ分析等の手法を用いることができる。（1）マチュリティー・ラダー分析は、現在保有している資産・負債がいつ満期を迎えるかを集計して分析する方法である。この方法は資産のデータベースを作成するのに適している。（2）の期間ギャップ分析は、マチュリテ

イー・ラダー分析のデータを例えば1ヶ月ごとに期間を区切って集計し、各期間における満期額のギャップが把握する方法である。これを用いて金利等が変動したときの収益の感度を計算する方法である。

#### 【0064】

電力においても金利リスクを評価することが必要な場合もあるが、ここでは価格リスクに対する感度分析の手法を説明する。例えば、電力調達と電力需要が図8のようになっているとする。この場合に電力価格が例えば100円上昇した場合に収益がどのように変化するかは、この図8から簡単に計算される。この場合には需要と供給が同じ量と期間で構成されているため、価格の変動に対するリスクはキャンセルされている。もし、個々の需要と供給の量や期間が異なっている場合、価格の変動リスクはキャンセルされることはない。このような状況を簡便に表現する手段がデュレーションである。

#### 【0065】

金融分野において、一般にクーポン債の価格変動性はクーポン（キャッシュ・フロー）が同じであれば残存期間が長いほど大きい。従って債権の残存期間が価格変動性を図る尺度になる。従ってキャッシュ・フローの現在価値で重みづけをした期間がデュレーションである。これは、

【数19】

$$D = \sum_i \frac{c_i \exp(-rt_i)}{P} t_i$$

で定義される。ここで、 $r$ は金利（クーポン債の最終利回り）であり、 $P$ は $t_i$ において $c_i$ が支払われるクーポン債の価格である。

#### 【0066】

電力価格においても、価格変動に対するリスクは大雑把に言って契約期間が長いほど価格が高いほど大きい。従って、デュレーションに対応する量を定義することで価格感応度を調べることができる。

#### 【0067】

発電機によって発電された電力を資産と考えた場合、その資産の優劣は収益率を用いて評価することができる。株式や証券等のリスク資産の収益率はインカム

・ゲインとキャピタル・ゲインの合計である。電力の場合にはインカム・ゲインはないと考えられるので電力価格の変化によるキャピタル・ゲインのみを考えればよい。将来の価格が分からない場合は収益率は確率的な変数としてみることができ、電力資産の損益は確率分布関数として表現できる。実務的には収益率の分布は、観測値が独立で、かつ同一の分布に従うとして過去のデータから推定される。j-1 時点から j 時点までの 1 期間を j 期と呼ぶと、j 期における収益率は、

【数 2 0】

$$R_j = \frac{S_j - S_{j-1}}{S_{j-1}}$$

で表される。ここで、 $S_j$  は j 時点における電力価格である。ここでは燃料価格の変動は考えない。j 期における連続複利収益率を計算する場合には、

【数 2 1】

$$R_j = \ln \left( \frac{S_j}{S_{j-1}} \right)$$

で計算される。1 期を 1 日とすると、後者は対数日次収益率である。

【0068】

上述のようにデュレーションはキャッシュ・フローの現在価値で重み付けしたポートフォリオの残存期間である。電力資産（負債）の場合、連続的にキャッシュ・フロー  $c_i(t)$  があると考えられるので、デュレーション  $d$  は、

【数 2 2】

$$d = \sum_i \frac{\int_0^{\tau_i} c_i(t) e^{-r t} dt}{\int_0^{\tau_i} c_i(t) e^{-r t} dt}$$

のように定義できる。ここで、 $r$  は金利で、 $c_i(t)$  は現在契約中のポートフォリオの  $i$  番目の要素の時刻  $t$  におけるキャッシュ・フローで、 $\tau_i$  はその契約期間である。従って、この場合、デュレーションは時間の関数として刻々と変化

する。キャッシュ・フローは契約内容や市場価格の変動によって変わるのでモンテカルロ・シミュレーションによってポートフォリオのデュレーションを計算することになる。場合によってはデュレーションの確率分布を求める必要がある。

#### 【0069】

一般にポートフォリオのデュレーションを投資期間と一致させることでポートフォリオの市場リスクをイミュナイズ (immunize) できることが知られている (P. Jorion & S. J. Khourey, 1996)。これは金利リスクの平行・シフトの場合であるが、短期間のリスク評価等で近似的には電力価格の変動に対しても成立する。長期間のリスクや価格変動が激しい場合にはモンテカルロ・シミュレーションを行って最適なポートフォリオの組み合わせを決める必要がある。

#### 【0070】

先物の利用が可能であれば、現物のポジションを変更することなく、ポートフォリオのデュレーションを変更することができる。デュレーションの長い資産に投資するとポートフォリオのリスクが増加する。この場合、先物を売ることによってデュレーションを短くすることができる。

#### 【0071】

また、金融分野においては、スワップ取引による短期金利と長期金利の交換等を用いて定期的にポートフォリオの組み替えが行われる。電力ポートフォリオのリスク管理においてもこれらの技術の適用が可能である。

#### 【0072】

図9、図10は本発明の第2の実施の形態の電力取引リスク管理システムの機能構成を示したものである。ここでは、所有する発電機により発電された電力とスポット市場から調達された電力を組み合わせで電力調達計画を作成し、需要データと比較しながら、これらをポートフォリオとして総合的に管理し、一定期間における電力販売収益におけるリスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させる機能を説明する。

#### 【0073】

発電原価は発電量の関数であるから、発電原価演算部102において発電所の

コスト関数 100A と需要データ 100B から発電原価が決める。これには従来手法を用いることもできるが、後述する手法を用いることもできる。

#### 【0074】

発電計画策定機能部 103 は、得られた発電原価をスポット市場の電力価格 100C と比較しながら電力調達計画を作成する。ここで作成された調達計画は量的には需要とバランスされている。しかしながら、リスクが最適化されているとは限らない。そこで、データベース 104 によって提供される需要量やスポット市場価格の過去のデータを用いて計算されるボラティリティ（ヒストリカル・ボラティリティ）を使用して、収益分布評価機能部 105 を用いてポートフォリオのリスク（例えば V a R）を評価する。

#### 【0075】

リスク許容値判定機能部 107 は、リスク量の評価データ 106 を用いてリスク許容値判定を行う。この値が許容値以上であれば、ポートフォリオ組替部 108 はポートフォリオを組替えてリスクを低下させる。あらゆる組み合わせにおいてリスクが許容値以下にならない場合には、供給を減らすことも考慮する。また、ポートフォリオのリスクが許容値以下であれば、さらにリスクとリターンが大きな資産に投資することも考慮する。こうして、リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化する。そして発電・調達計画実行部 109 は、電力供給者に対して、作成された発電・調達計画に基づいて電力調達を実行させる。

#### 【0076】

ここで得られたポートフォリオのリスク及びポジション 110A ～ 110C は、ポジション見直し機能部 111 によって毎日再評価し、その結果をデータベース 112 に保存し、またリスク関連指標報告部 113 にてリスク関連指標を出力させる。ポジション見直し機能部 111 はさらに、必要であれば市場に対して売買を行なう等によりポートフォリオの組換えを行い、場合によっては、リスクヘッジ実施部 114 を用いてポートフォリオのリスクヘッジを行う。リスクヘッジ実施部 114 の用いる手段としては、オプション、スワップ、先物等がある。

#### 【0077】

次に、本発明の第 3 の実施の形態の電力取引リスク管理システムについて、図

1 1、図 1 2 を用いて説明する。ここでは、図 9、図 1 0 に示した第 2 の実施の形態に対して、入力データ 1 1 0 A ～ 1 1 0 C と共に、排出権市場のデータ 1 2 1 および天候デリバティブの価格データ 1 2 2 を追加的に用いている。なお、図 1 1、図 1 2 に示した第 3 の実施の形態において、上記の他の機能は、図 9、図 1 0 に示した第 2 の実施の形態と同様である。

#### 【 0 0 7 8 】

所有する電力ポートフォリオに、二酸化炭素等の排出権を組み合わせることにより、電力価格の変動リスクを許容値以下に保ちながら収益を最大化させることができる。電力ポートフォリオに火力発電所等の温暖化ガスを排出する発電設備が含まれており、さらにこれらの排出権取引が市場でなされている場合には、火力発電所を停止すると同時に排出権も売却することでさらに利益を最適化できる場合がある。この場合の排出権は二酸化炭素に限らず、他の S O<sub>2</sub>、N O<sub>x</sub>等のガスにも適用することができる。

#### 【 0 0 7 9 】

天候デリバティブは通常は天候リスクのヘッジのために用いられるが、電力の需要や価格は天候と強い相関があるため、天候デリバティブをポートフォリオに適切に組み込むことによってポートフォリオのリスクを低減できる可能性がある。

#### 【 0 0 8 0 】

電力価格の将来のリスクを評価するにあたっては、需要との関係を見捨てることはできない。将来の電力価格は通常は 1 日、1 週間の周期性があり、また 1 年周期の季節性も見られる。規則的な変動部分はリスク部分ではないので、適切に処理する必要がある。しかしながら電力価格の規則性は明瞭ではない場合が多く通常はそのまま処理することは困難である。一方、電力需要の規則性は社会的活動を反映しているために比較的明瞭である。従って、電力価格の規則性を直接に処理するのではなく、需要の規則性と需要と価格の関係から価格の規則性を評価の方が都合がよい。しかしながら、需要と価格の関係はその地域の電源構成、需要家の種類、量、構成、電力系統の特性によって決まるため、あらかじめ普遍的な関係を決めることはできない。

## 【0081】

図13(a)、図13(b)はCalPXの電力価格と需要の関係を示したものである。図13(a)は1999年2月のデータ、図13(b)は1999年8月のデータである。この図からも分かるように、同じ地域であっても季節によって関係が異なる。これは、需要レベルによって起動している電源設備の種類が異なるためである。また、需要と価格の関係ではいわゆる電源の予備力の量が重要になる。

## 【0082】

一方、図14(a)、図14(b)はライブチヒ電力取引所の需要と価格の関係の例である。この場合には、カリフォルニアに比べてばらつきが多いことも分かる。このばらつきは不確実性としてリスク評価に考慮する必要がある。

## 【0083】

以上に述べたように、国、地域、季節によって異なる電力需要と電力価格の関係はリスク評価に適切に取り入れられている必要がある。

## 【0084】

図15は本発明の第4の実施の形態の電力取引リスク管理システムの機能構成を示している。本実施の形態のシステムは、電力需要と電力価格の関係をj用いてポートフォリオを構成することを特徴としており、需要・価格相関計測部133は過去の電力需要データ131と過去の電力価格データ132から回帰分析により相関式および相関係数を求め、求めた相関式および相関係数を共分散行列作成部134と周期成分除去部135に出力する。

## 【0085】

共分散行列作成部134は共分散行列を作成する。また周期成分除去機能部135は電力価格の周期成分を除去し、周期成分を除去した価格データから価格の適切なボラティリティ等の統計データ104を作成し、評価する。一方、需要と価格の相関データは電力ポートフォリオの構成にも適用できる。その他の機能は図9、図10に示した第2の実施の形態と同様である。

## 【0086】

電力価格は需要の変動に従って、1日、1週間、あるいは1年の周期性がある

。この周期性はランダムな変動とは本質的に異なり、規則的変動部分である。このため、このままデータ処理を行うと変動成分（リスク）を過大（あるいは過小）に評価してしまう可能性がある。従って、過去のデータを用いて将来のリスクを評価する際には、過去のデータから周期成分を適切に除去する必要がある。周期成分の除去方法は多数あるが、例えば数 2 3 式のような関数形を仮定して、最小 2 乗法で係数（ $a_j$ ,  $b_j$ ）を決める方法がある。ここで、 $i$  は時間（あるいは日）であり、 $L$  は周期の長さ（一日周期では 2 4、一週間周期では 7）であり、 $m$  としては一日のデータであれば 1 2 程度、1 週間のデータであれば 3 程度の値で十分である。図 1 6 は、このような方法で、もとのデータから周期成分を除去した結果である。

【0 0 8 7】

【数 2 3】

$$S(i) = a_0 + \sum_{j=1}^m \left\{ a_j \cos\left(\frac{2\pi}{L/j} i\right) + b_j \sin\left(\frac{2\pi}{L/j} i\right) \right\}$$

ポートフォリオのリスクを評価する場合、リスク感応度  $E$ （エクスポージャー）を考慮する必要がある。これは以下の式で定義される。

【0 0 8 8】

【数 2 4】

$$E = \frac{\Delta P}{\Delta x}$$

ここで、 $\Delta x$  はある市場データの変化、 $\Delta P$  はそのときのポートフォリオの変化である。例えば、 $x$  が金利の場合には  $E$  は（従来技術の）デュレーションであり、 $x$  が株式インデックスであれば  $E$  はいわゆるベータ値であり、 $x$  がオプションの原資産で  $P$  がオプション価格であれば  $E$  はオプションのデルタに相当する。この場合の  $E$  は 1 次の微係数であるが、さらに 2 次まで考慮して金利リスクのコンベクシティに相当する量やオプションのガンマまで考慮することも可能である。

【0 0 8 9】



次に、本発明の第5の実施の形態の電力取引リスク管理システムについて説明する。以上に述べた第1～第3の実施の形態の電力取引リスク管理システムは、日次収益率の分布として通常用いられている正規分布を用いることを想定していた。しかしながら、前述のように電力価格の場合には日次収益率の分布の正規分布からのずれが大きい。このこと自体が大きなりスクとなる可能性がある。このため、日次収益率の分布の正規分布からのずれは常に評価しておく必要がある。

#### 【0090】

図17(a)、図17(b)は、カリフォルニア電力取引所(CalPX)データを用いて歪度 $a_3$ および尖度 $a_4$ の時間変化をプロットした図である。日次収益率の分布が正規分布に近い場合には $a_3 \sim 0$ 、 $a_4 \sim 3$ が成立する。これらの値をモニターすることで正規分布からのずれをチェックすることができる。さらに、例えば以下の数25式で定義される統計量(Jarque-Bera)を計算することで正規分布からのずれの程度を評価することができる。

#### 【0091】

#### 【数25】

$$JB = \left\{ \frac{n}{6} a_3^2 + \frac{n}{24} (a_4 - 3)^2 \right\} \sim \chi^2(2)$$

ここで、 $n$ はデータの数であり、統計学の理論によれば、JBは自由度2の $\chi^2$ 分布に従うことが分かっているから、JBが5.991以上であれば95%の信頼度で正規分布として扱えないことが示される。この第5の実施の形態の電力取引リスク管理システムでは、これらの値を用いることでリスク評価をより厳密に行うことを特徴としている。

#### 【0092】

次に、本発明の第6の実施の形態の電力取引リスク管理システムについて説明する。リスク評価においては市場から得られた分布をそのまま用いる場合もあるが、厳密にはこれは正しくない。日次収益率の分布は矛盾のない価格変動モデルに基づいて得られたものである必要がある。

#### 【0093】

そこで、本実施の形態のシステムでは、この価格変動モデルとして金融ボルツマン・モデル (Y. Uenohara et. al., Proc. 5th JAFEE Int. Nat. Conf., pp. 18, 1999) を用い、変動成分の評価において、金融ボルツマン・モデルに従って計算を行い、リスク中立確率分布を求めて、リスク計量を行うことを特徴とするのである。

#### 【0094】

金融ボルツマン・モデルは、拡散モデルの拡張モデルであり、正規分布だけでなく広範囲な価格分布に対する派生証券価格を評価できる。ボルツマン・モデルでは連続性を損なうことなくファット・テールを組み込むことができるので複製可能性が保証され、派生証券のリスクヘッジも容易になる。金融ボルツマン方程式は以下のように表わされる (Y. Uenohara et. al., Proc. 5th JAFEE Int. Nat. Conf., pp. 18, 1999)。

#### 【0095】

#### 【数26】

$$\frac{\partial P(S,t)}{\partial t} + Sr \frac{\partial P(S,t)}{\partial S} + \int dv d\mu [Sv\mu \frac{\partial p(S,v,\mu,t)}{\partial S} + \Lambda_T(S,v)p(S,v,\mu,t) - \int dv' d\mu' Sp(S,v,\mu,t)\Lambda_S(S,v',\mu' \rightarrow v,\mu)] = \delta(S-S_0)\delta(t)$$

ここで、Pは原資産Sのリスク中立確率測度、tは時間、 $\nu$ は対数収益率、 $\mu$ は価格変化方向、 $\Lambda_T$ は衝突周波数、 $\Lambda_S$ は記憶効果を表す散乱項、 $S_0$ は $t=0$ でのSである。また、

#### 【数27】

$$P(S,t) = \int dv d\mu p(S,v,\mu;t)$$

である。散乱項 $\Lambda_S$ は対数日次収益率分布として、

【数 2 8】

$$\frac{v}{T(v')} \exp \left[ -\frac{v}{T(v')} \right]$$

のような関数形を仮定して計算される。また、 $T(v)$  は温度に相当するパラメータで、

【数 2 9】

$$T(v) = T_0(1 + c_0 v + g_0 v^2)$$

であり、 $T_0$ ,  $c_0$ ,  $g_0$  は定数である。

【0 0 9 6】

図 1 8 (a) ~ 図 1 8 (d) は金融ボルツマン・モデルによる電力価格の変動の計算例である。同図には対応する日次収益率の分布も示してある。図 1 8 (a) は正規分布に近い場合の計算例であり、図 1 8 (b) は日次収益率が正規分布から大きく異なる場合の結果である。金融ボルツマン・モデルでは上述の  $T_0$ ,  $c_0$ ,  $g_0$  を選ぶことにより、広範囲の分布のリスク中立確率密度を求めることができる。

【0 0 9 7】

金融ボルツマン・モデルでは、上述のように正規分布からはずれた分布もあつかうことができるため、正規分布よりも実際の日次収益率を近似しやすく、電力価格の変動を記述するのに適していることが分かる。

【0 0 9 8】

図 1 9 (a)、図 1 9 (b) は図 1 8 の場合に金融ボルツマン・モデルにより得られた日次収益率の分布と正規分布とにおいて、累積分布関数を求めたものである。例えば、95%信頼度でのバリュー・アット・リスクを評価する場合には、この図において累積分布が 0.05 になる日次収益率を見ればよい。図 1 9 (b) は図 1 9 (a) の拡大図であるが、この図から累積分布が 5% に相当する日次収益率の値 (VaR に相当) は金融ボルツマン・モデルと正規分布で大きな違いがないが、さらに大きな損失を引き起こす確率は金融ボルツマン・モデルの方

が大きくなっている。これは、図5に示したように実際の状況に対応している。

#### 【0099】

また、上記の結果はたまたま分布の違いによってVaRの値が大きく異ならない場合であったが、VaRの信頼度が99%の場合や、90%の場合には両者には大きな差がでてくる。

#### 【0100】

上記の結果では、金融ボルツマン・モデルの計算においてパラメータ $T_0$ ,  $c_0$ ,  $g_0$ を選ぶ方法は特に特定していなかった。例えば、市場データにフィッティングするように選ぶという方法が考えられる。

#### 【0101】

一方で、金融証券分野でなされているような方法によって $T_0$ ,  $c_0$ ,  $g_0$ を決めることもできる。図20はCalPX電力価格およびA社株価において、対数日次収益率と需要（あるいは出来高）の関係を示したものである。これらから、明瞭ではないが収益率が大きくなるに従って需要あるいは出来高が大きくなるような類似の関係を見ることができる。少なくとも、電力価格と株価において明瞭な特徴的差異は見られない。従って、金融証券分野で用いられているような、日次収益率のメモリー効果に基づく手法（Y. Uenohara et. al., Proc. 5th JAFEE Int. Nat. Conf., pp. 18, 1999）が適用可能と考えられる。

#### 【0102】

図21は、この概要を示している。図21（a）は、当日の日次収益率と前日の日次収益率の関係を示したものである。この図から明らかに、前日の日次収益率が大きいほど当日の日次収益率の分布の形状がフラットになっている様子が分かる。この分布形状を数28式と数29式を用いてフィッティングすることによって、 $T_0$ ,  $c_0$ ,  $g_0$ を決めることができる。図21（b）はフィッティングの結果を示している。以上のような手法によって、金融ボルツマン・モデルを電力ポートフォリオのリスク評価に用いることによって、さらに精度が高いリスク管理が可能になる。

#### 【0103】

次に、本発明の第7の実施の形態の電力取引リスク管理システムについて説明する。図22は、本実施の形態を機能構成を示したものである。この場合、コストの異なる複数の発電設備(1)～(n)の電力が価格および需要量の異なる複数の需要家(1)～(m)に配分されている。

#### 【0104】

与えられた電力需要に対して個々の発電機の最適な発電機出力を決める場合、従来は前述のように数9式～数13式に従い、増分燃料費が等しくなるように発電出力を配分していた。しかしながら、電力取引が自由化されると電力価格が時間ごと、相手ごとに異なる可能性がある。どの需要にどの発電機を割り当てるかは上述した第1～第6の実施の形態に示したALM的考え方とポートフォリオ最適化の手法によって決められるが、この場合においても、どの発電機でどの程度の発電を行うかは燃料費コスト関数を用いて決める必要がある。但し、従来は燃料費が最小になるように発電パワーを割り振っていたが、本発明では利益が最大になるように割り振る。ここでは説明の簡明化のために、発電機数が2、需要家が2で、発電機1が需要1に、発電機2が需要2に電力を供給する最も簡単な場合を考える。このとき、数11式は、 $P_1 + P_2 = P_0$ の条件のもとで、

#### 【数30】

$$\int_0^T [P_1 S_1(P_1, t) + P_2 S_2(P_2, t)] dt - \int_0^T [f_1(P_1) + f_2(P_2)] dt$$

を最大化する $P_1$ と $P_2$ を決める問題に置き換えられる。ここで、 $T$ は契約の期間、 $P_1$ と $P_2$ は需要1および需要2の電力量であり、 $S_1$ 、 $S_2$ は需要1および需要2の単位電力あたりの価格であり、一般的には需要家ごとに異なる需要量と時間の関数である。また、 $f_1$ と $f_2$ は発電コスト関数である。

#### 【0105】

ここでは簡単のため、 $S_1$ 、 $S_2$ が需要レベルによらず、さらに時間的に一定な(リスクがない)場合の例をもとに本発明の効果を示す。この場合には、数30式は時間によらないので積分をはずすことができ、

【数 3 1】

$$P_1 S_1 + P_2 S_2 - [f_1(P_1) + f_2(P_2)]$$

のようになる。従って、収益を最大化する条件は、

【数 3 2】

$$F = P_1 S_1 + P_2 S_2 - [f_1(P_1) + f_2(P_2)] + \lambda(P_0 - P_1 - P_2)$$

とした場合に、

【数 3 3】

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_1} &= S_1 - \frac{\partial f_1}{\partial P_1} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial P_2} &= S_2 - \frac{\partial f_2}{\partial P_2} - \lambda = 0 \end{aligned}$$

となる。 $f_1(P_1) = a_1 P_1^2$ ,  $f_2(P_2) = a_2 P_2^2$ の場合にこれを解けば、

【数 3 4】

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{(S_1 - S_2)/2 + a_2 P_0}{a_1 + a_2} \\ P_2 &= \frac{(S_2 - S_1)/2 + a_1 P_0}{a_1 + a_2} \\ F &= \frac{(S_1 - S_2)^2 / 4 + a_1 a_2 P_0^2}{a_1 + a_2} \end{aligned}$$

を得る。これらの結果は、 $S_1 = S_2$ の場合には前述の数 1 1 式～数 1 3 式の結果に一致する。以上の結果は、 $S_1$ および $S_2$ が時間にも需要レベルにも依存しない場合の結果であったが、 $S_1$ および $S_2$ が時間や需要レベルに依存する場合には従来手法と本手法の結果が異なり、かつ本発明の結果からより大きな収益が得られることは明らかである。

【0106】

以上はリスクのない場合の例であったが、実際には $S_1$ や $S_2$ は時間的に変動する（すなわち、リスクが存在する）。この場合も、数 3 0 式を用いて同様に最適

解を求めることができる。 $S_1$ と $S_2$ のランダム変動の分散( $\sigma^2$ )が等しい場合には全リスクは $P_0$ と $\sigma$ のみによって決まるので、リスク(例えばVaR)を許容レベル以下になるように $P_0$ を決めて、それから収益が最大になるように $P_1$ と $P_2$ を最適化すればよい。 $S_1$ と $S_2$ のリスクが異なる場合には、多数の $P_1$ と $P_2$ の組み合わせに対してリスクの値と収益を計算する必要がある。需要の数が増えた場合にも原理的には最適化が可能であるが、計算量が急激に増加する。この場合には動的計画法などを用いることで現実的な時間での計算が可能になる。また、燃料費の変動を考える場合には $f_1$ や $f_2$ が時間の関数になるが、同様な方法が適用可能である。

#### 【0107】

図23は本発明による電力ポートフォリオのリスク管理システムの画面配置の一例を示したものである。301は対象とする期間を、302は新しい資産を、303は過去に入力した資産を、304は現在までのポジションを、305は価格と需要の関係を、306は日次収益率の分布を、307はVaRの評価部分、308はオプションの期間を、309はオプションの種類を、310は過去の需要の変化を、311は過去の価格の変化を示している。ブラック・ショールズ式を用いた演算、ボルツマン・モデルを用いた演算のいずれかを選択できる仕様である。

#### 【0108】

なお、本発明は上述した電力取引リスク管理システムは1台のコンピュータにより、あるいは複数台のコンピュータをネットワーク接続し、さらには情報ネットワークにより各地に分散するコンピュータをネットワーク接続したネットワークシステムにより実現する。加えて、当該システムの機能を実現するために1台のコンピュータあるいはコンピュータネットワークシステムに搭載するソフトウェアプログラムをも技術的範囲とするものである。

#### 【0109】

##### 【発明の効果】

以上のように、本発明によれば、多数の発電所を持つ発電事業者がスポット市場からの調達や、関連する金融商品の取引を通じて、多数の電力需要に応じる方

法論を提供し、これらをポートフォリオとして扱い、そのリスク管理を可能にする電力取引のリスク管理技術を提供することができる。

【図面の簡単な説明】

【図 1】

(a), (b) は 1999 年、2000 年のカリフォルニア電力取引所 (C a l P X) の電力価格を一日平均の値で示したグラフ、(c) は 2001 年のドイツ・ライプチヒ電力取引所 (L P X) の電力価格を一日平均の値で示したグラフ、(d) は 2001 年の A 社株価の終値の推移を示したグラフ。

【図 2】

(a) はカリフォルニア電力取引所 (C a l P X) の 1 日平均の電力価格の収益率の分布グラフ、(b) は A 社株式の日次収益率の分布グラフ。

【図 3】

価格が、平均  $\mu$ 、標準偏差  $\sigma$  の正規分布に従い変動すると仮定した場合に、1 % の確率で資産の価値が  $X_{L1}$  以下に低下する場合の損失額 (V a R) を示すグラフ。

【図 4】

価格がファット・テールを持つ確率分布に従って変動する場合に、1 % の確率で価格が  $X_{L2}$  以下に低下する場合の損失額を示すグラフ。

【図 5】

(a) はカリフォルニア電力取引所 (C a l P X) の 1 日平均の電力価格の収益および 95 % 信頼度による 1 日後の V a R のグラフ、(b) はその部分拡大図。

【図 6】

本発明の第 1 の実施の形態の機能構成を示すブロック図。

【図 7】

第 1 の実施の形態により作成した電力ポートフォリオ説明図。

【図 8】

電力資産・負債管理の概念を示す表。

【図 9】



本発明の第 2 の実施の形態の機能構成を示すブロック図（その 1）。

【図 1 0】

本発明の第 2 の実施の形態の機能構成を示すブロック図（その 2）。

【図 1 1】

本発明の第 3 の実施の形態の機能構成を示すブロック図（その 1）。

【図 1 2】

本発明の第 3 の実施の形態の機能構成を示すブロック図（その 2）。

【図 1 3】

(a) は 1 9 9 9 年 2 月、(b) は 1 9 9 9 年 8 月のカリフォルニア電力取引所 (C a l P X) の電力需要と電力価格の関係を示すグラフ。

【図 1 4】

(a) は 2 0 0 1 年 2 月、(b) は 2 0 0 1 年 8 月のライブチヒ電力取引所 (L P X) の電力需要と電力価格の関係を示すグラフ。

【図 1 5】

本発明の第 4 の実施の形態の機能構成を示すブロック図。

【図 1 6】

電力価格から周期性を除去する方法を示す図。

【図 1 7】

カリフォルニア電力取引所 (C a l P X) データを用いて歪度および尖度の時間変化をプロットした図。

【図 1 8】

本発明の第 5 の実施の形態により、金融ボルツマン・モデルによって計算した価格変動および日次収益率のグラフ。

【図 1 9】

正規分布モデルおよび金融ボルツマン・モデルにおける 9 5 %信頼度の V a R 値の相違を示すグラフ。

【図 2 0】

(a) は C a l P X における日次収益率の絶対値と需要の関係を示すグラフ、  
(b) は A 社株価における日次収益率と出来高の関係を示すグラフ。

**【図 2 1】**

(a) は C a l P X における当日の日次収益率の絶対値と前日の日次収益率の  
関係を示すグラフ、(b) 温度関数のフィッティング結果を示すグラフ。

**【図 2 2】**

本発明の第 6 の実施の形態の機能構成を示すブロック図。

**【図 2 3】**

本発明の第 1 ～ 第 6 の実施の形態の諸機能を搭載した総合的な電力取引リスク  
管理システムの出力画面を示す説明図。

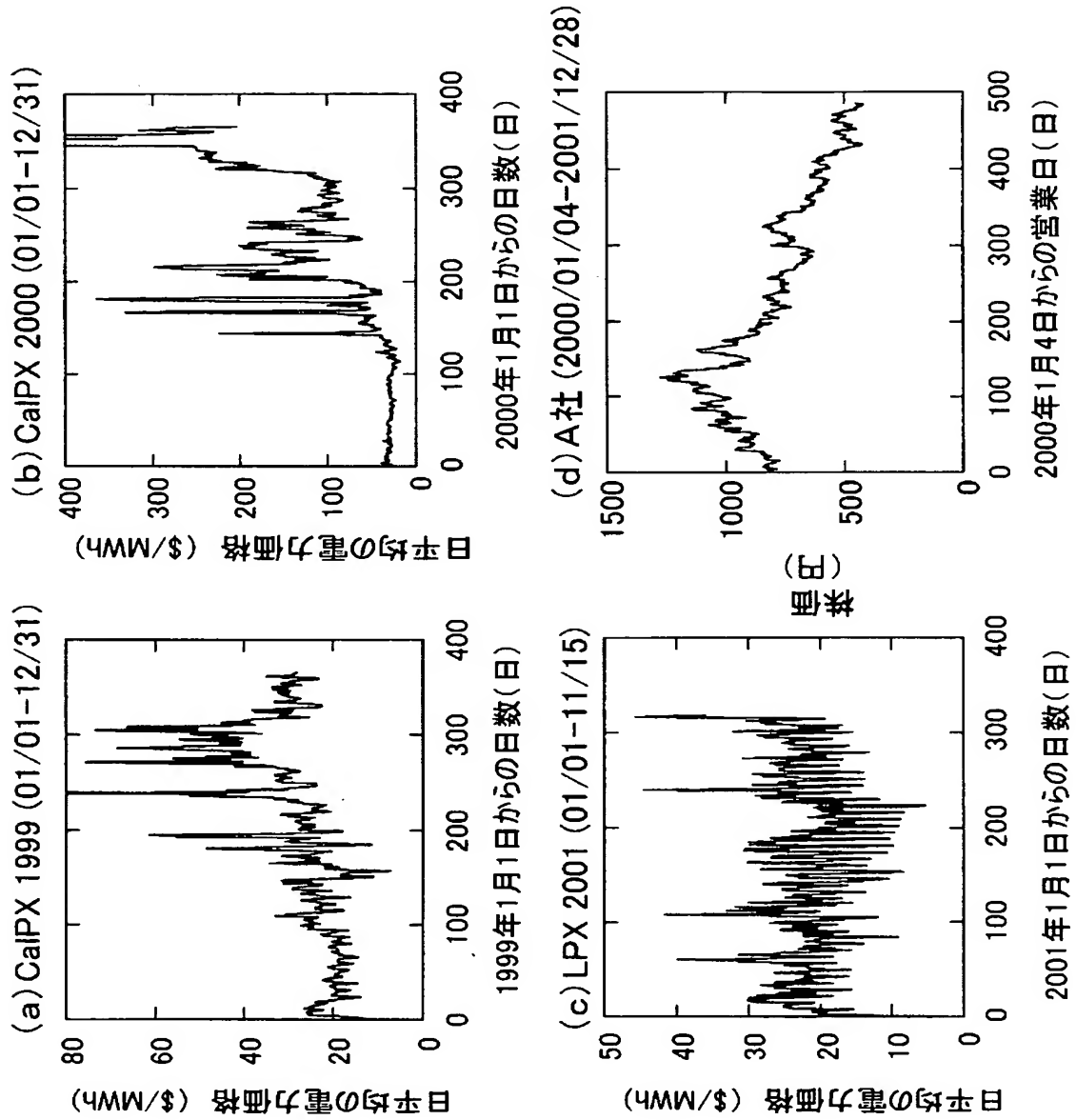
**【符号の説明】**

- 1 0 0 A：発電コスト関数データ
- 1 0 0 B：需要データ
- 1 0 0 C：スポット市場の電力価格データ
- 1 0 1：発電資産比率決定部
- 1 0 2：発電原価演算部
- 1 0 3：発電計画策的機能部
- 1 0 4：価格ボラティリティ等の統計データのデータベース
- 1 0 5：収益分布評価機能部
- 1 0 7：リスク量許容値判定部
- 1 0 8：ポートフォリオ組替部
- 1 0 9：発電・調達計画実行部
- 1 1 0 A：A L Mデータ
- 1 1 0 B：リスク指標データ
- 1 1 0 C：ポジション指標データ
- 1 1 1：ポジション見直し機能部
- 1 1 4：リスクヘッジ処理部
- 1 1 5：リスク関連指標の報告部
- 1 1 6：データベース
- 1 2 1：排出権市場の価格データ
- 1 2 2：天候デリバティブの価格データ

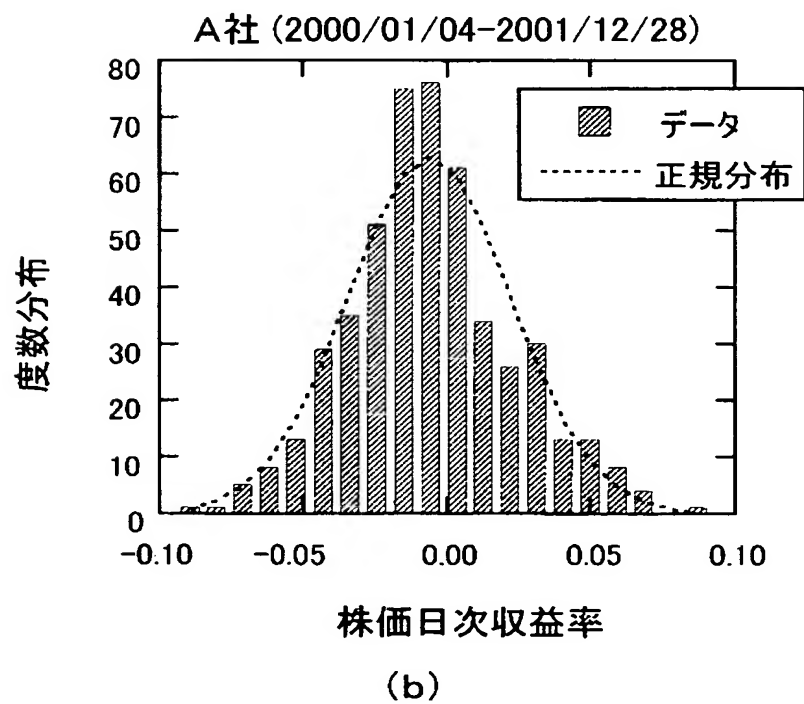
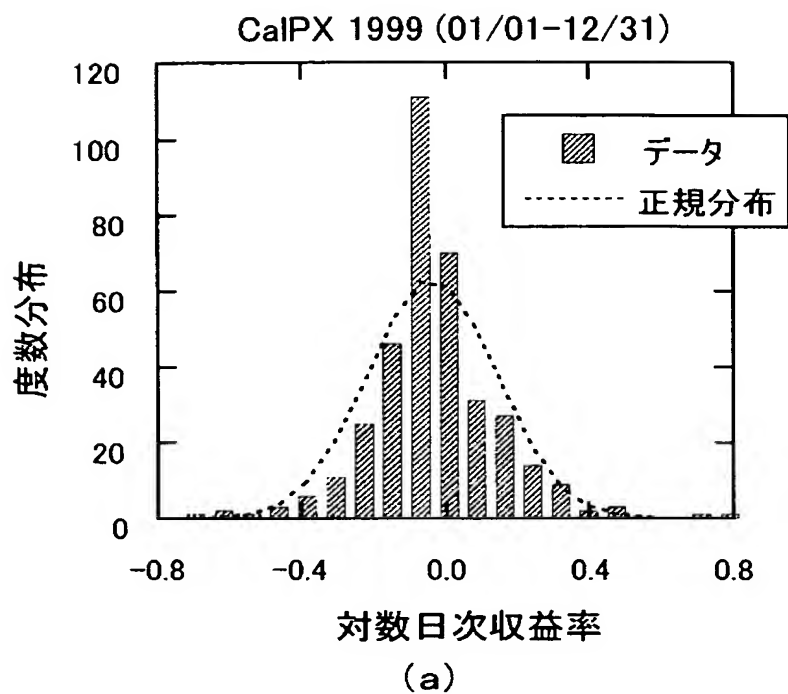
- 1 3 1 : 過去の電力需要データ
- 1 3 2 : 過去の電力価格データ
- 1 3 3 : 需要・価格相関計測部
- 1 3 4 : 分散共分散行列作成機能部
- 1 3 5 : 周期成分除去部
- 3 0 1 : 対象とする期間の設定部
- 3 0 2 : 新しい資産の設定部
- 3 0 3 : 過去に入力した資産の表示部
- 3 0 4 : 現在までのポジションの表示ウィンドウ
- 3 0 5 : 価格と需要の関係の表示部
- 3 0 6 : 日次収益率の分布の表示部
- 3 0 7 : V a R の評価の設定部
- 3 0 8 : オプションの期間の設定部
- 3 0 9 : オプションの種類の設定部
- 3 1 0 : 過去の需要の変化の表示部
- 3 1 1 : 過去の価格の変化の表示部
- 7 0 0 : 個々の需要の時間、量、リスク指標データ
- 7 0 1 : 個別の需要を時間関数として入力する手段
- 7 0 2 : 需要を合算して需要カーブを作成する手段
- 7 0 3 : 発電および調達カーブを作成する手段
- 7 0 4 : 電力調達実行手段

【書類名】 図面

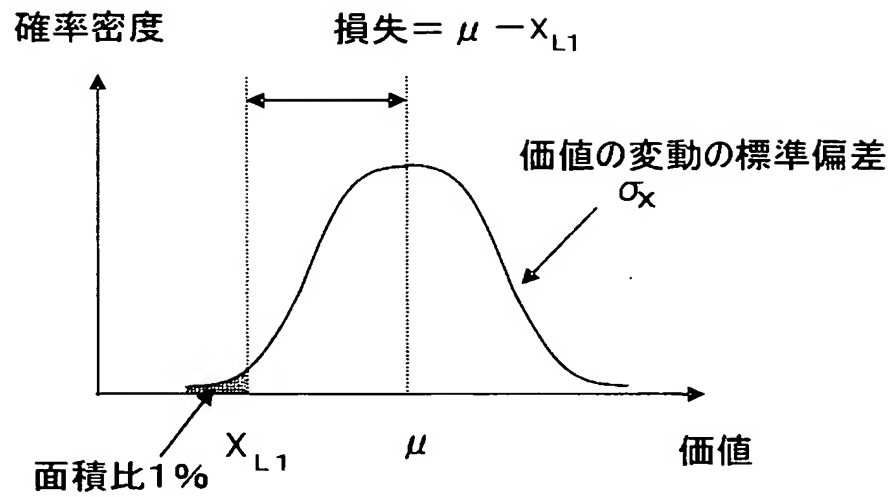
【図 1】



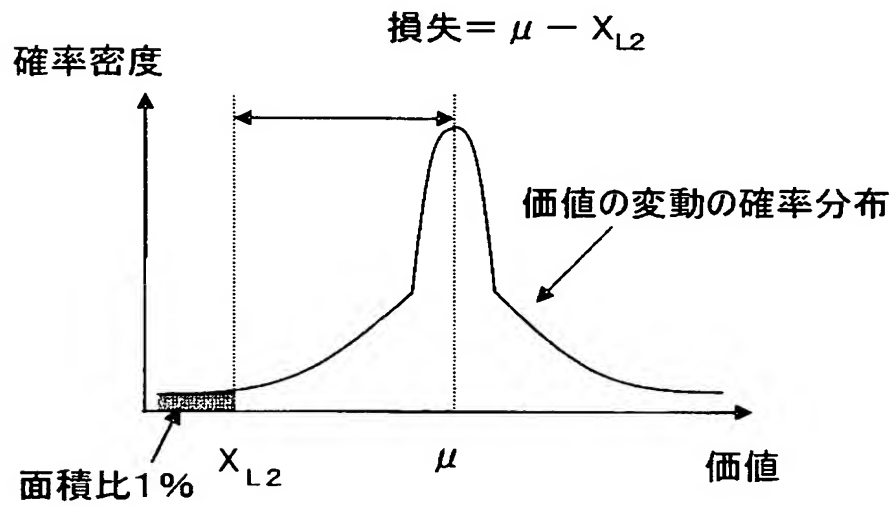
【図 2】



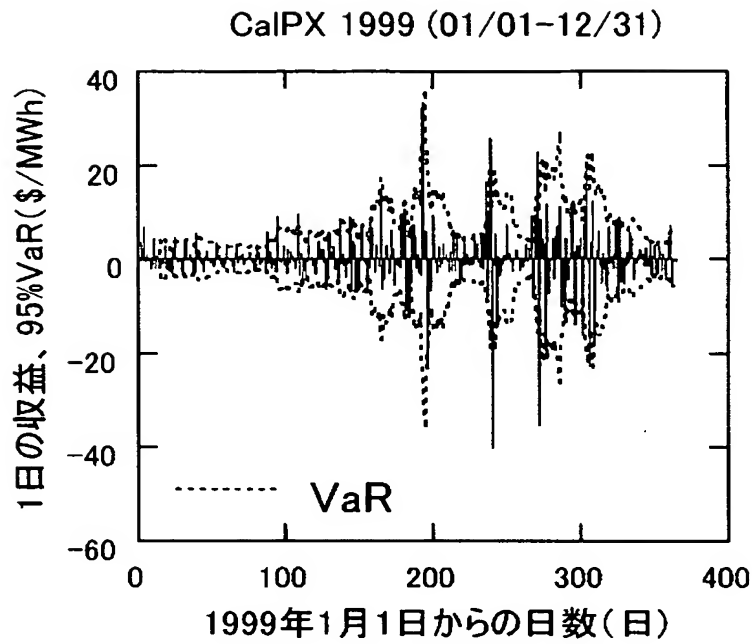
【図 3】



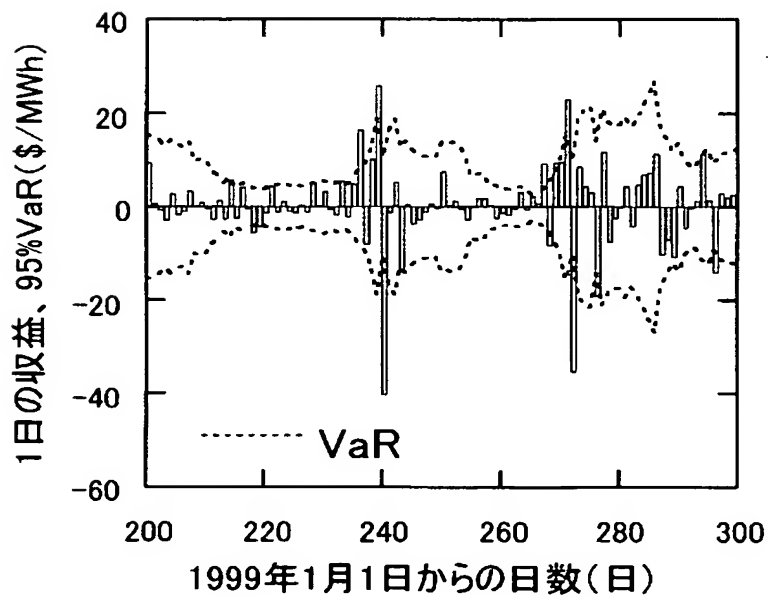
【図 4】



【図 5】

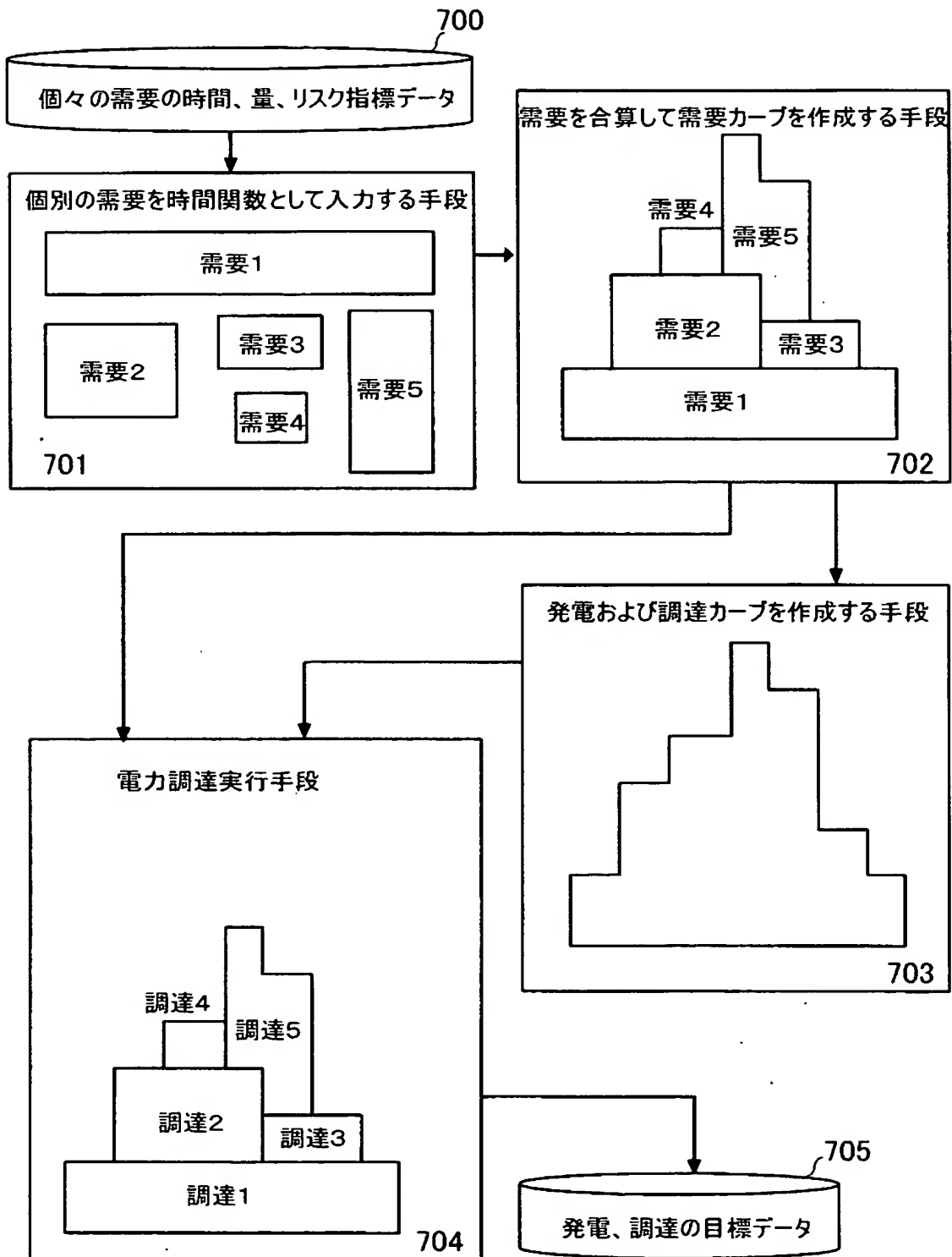


(a)



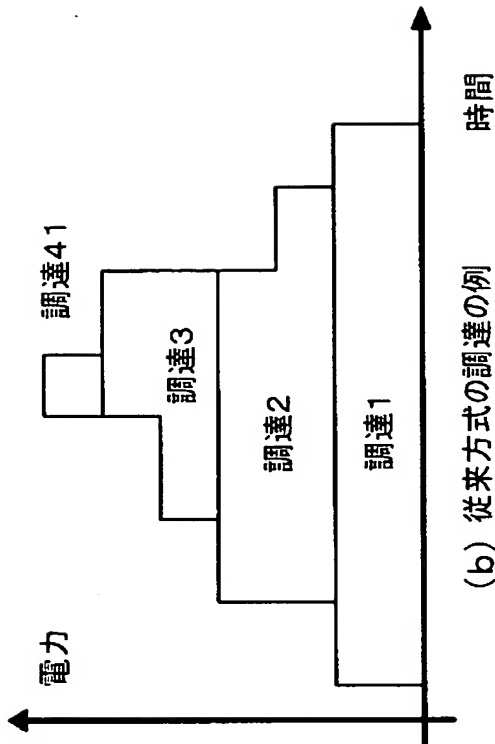
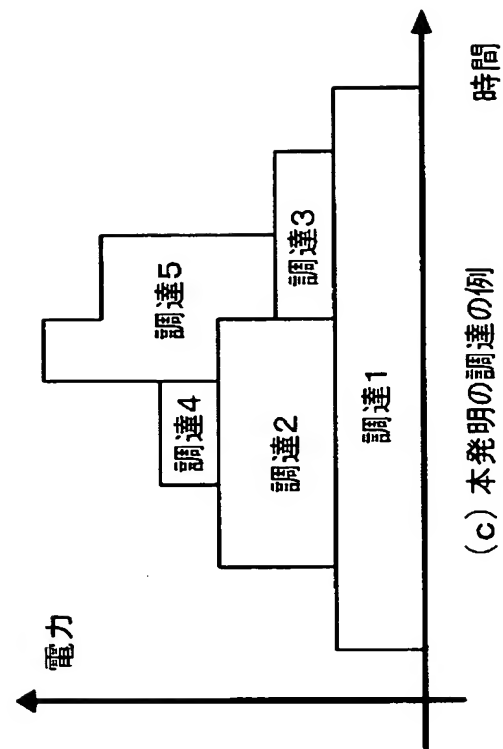
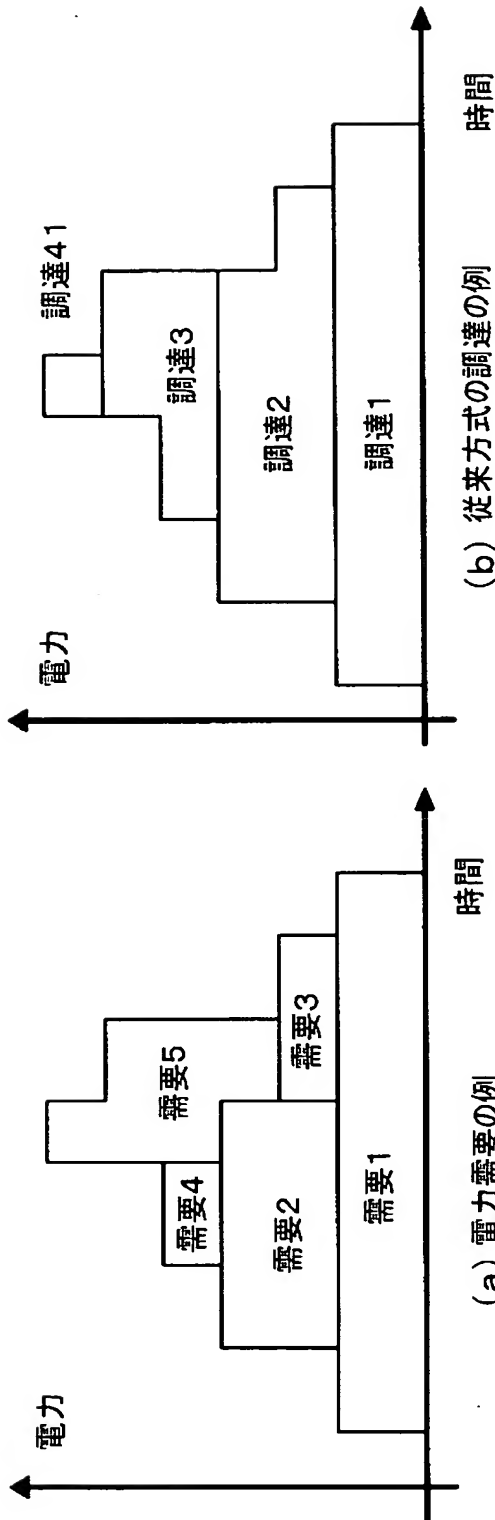
(b)

【図 6】





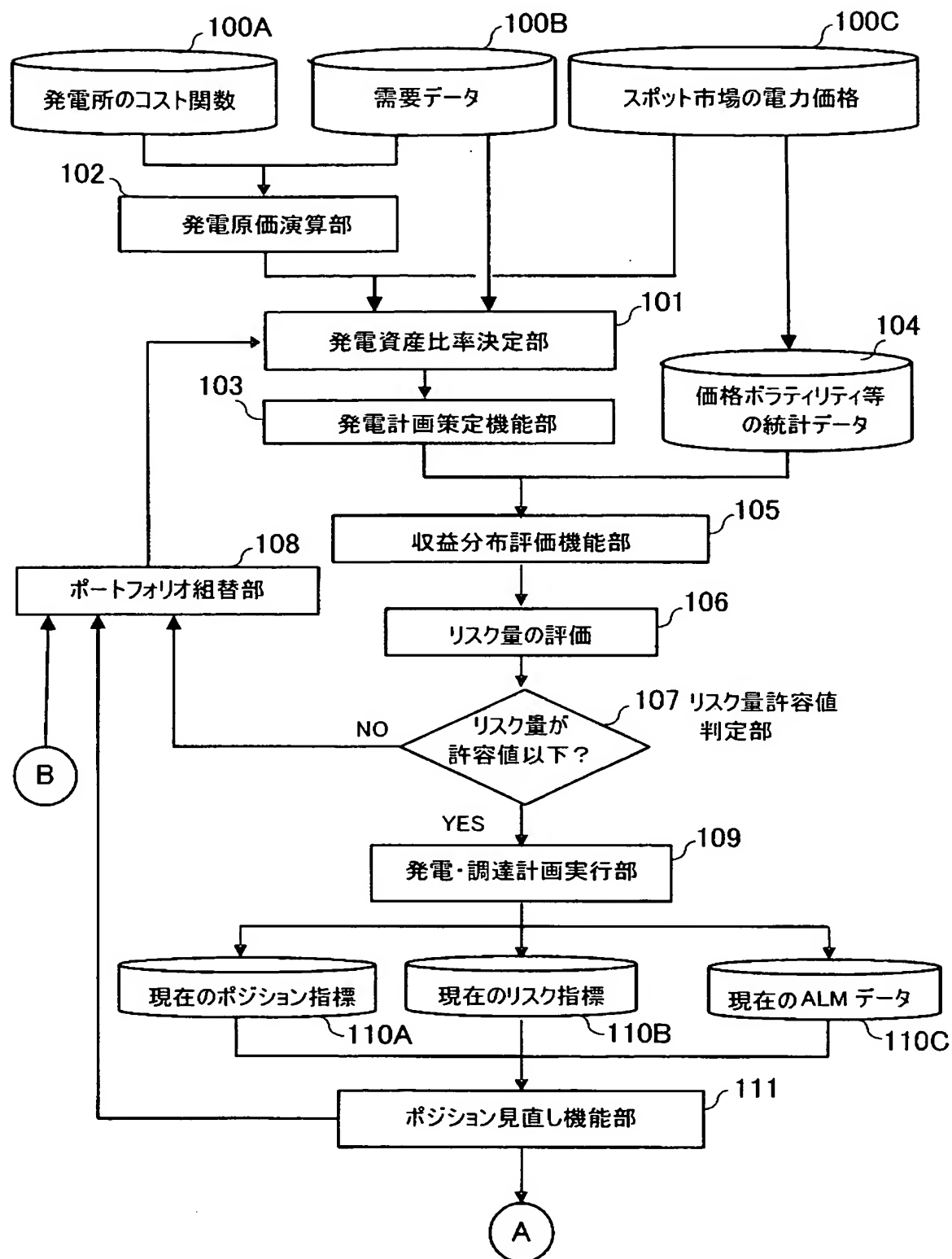
【図 7】



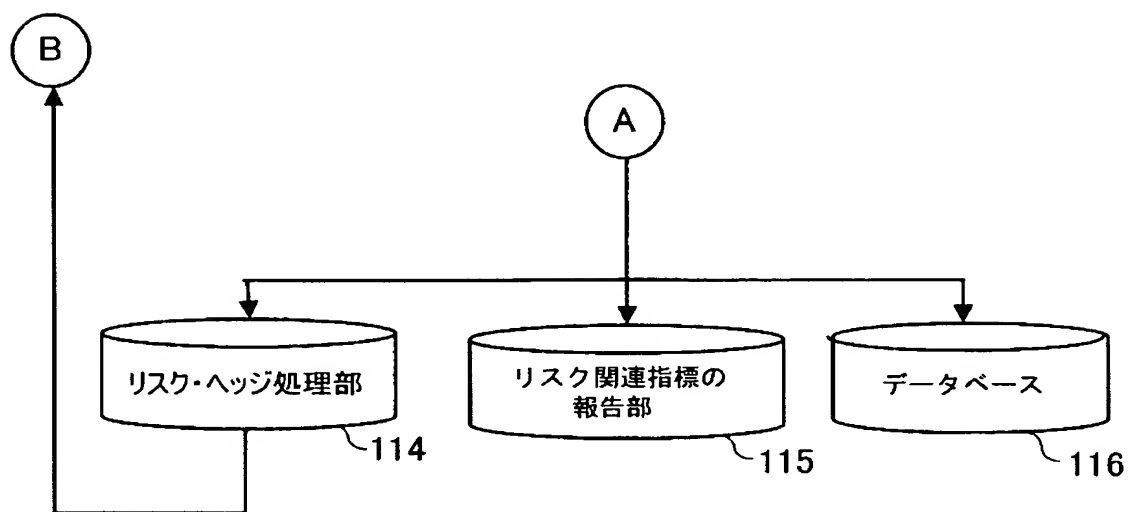
【図 8】

勘定		残高(MW)	調達コスト／販売 価格(¥/MWh)	期間(月)	当日収益(円)
資産					
	発電1	30	1000	6	720000
	発電2	20	800	6	384000
	スポット1	10	700	1	168000
	先渡し調達1	10	900	1	216000
合計		70			1488000
負債					
	需要1	30	1200	6	864000
	需要2	20	1000	6	480000
	需要3	10	1000	1	240000
	先渡し売り1	10	1200	1	288000
合計		70			1872000

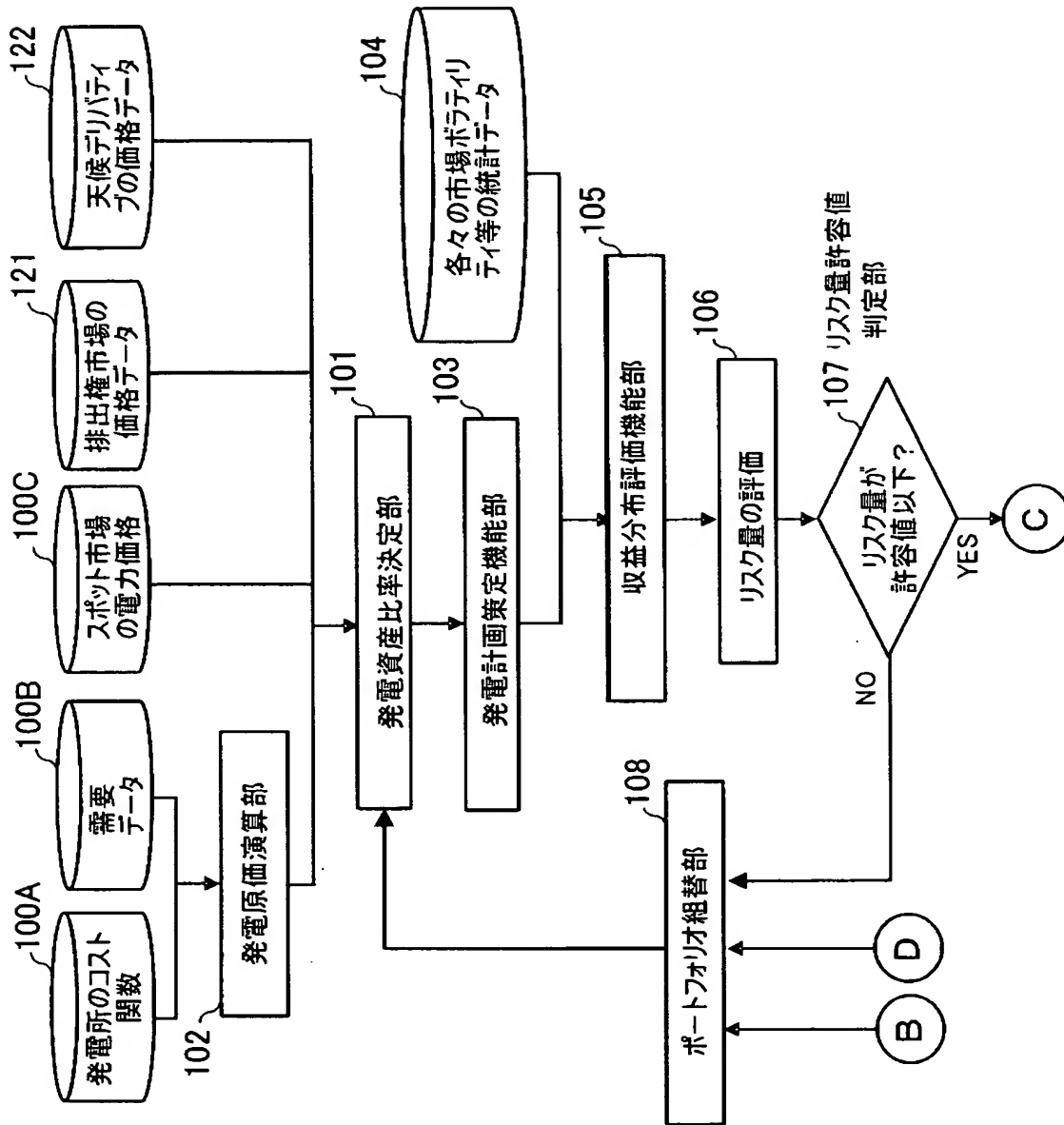
【図 9】



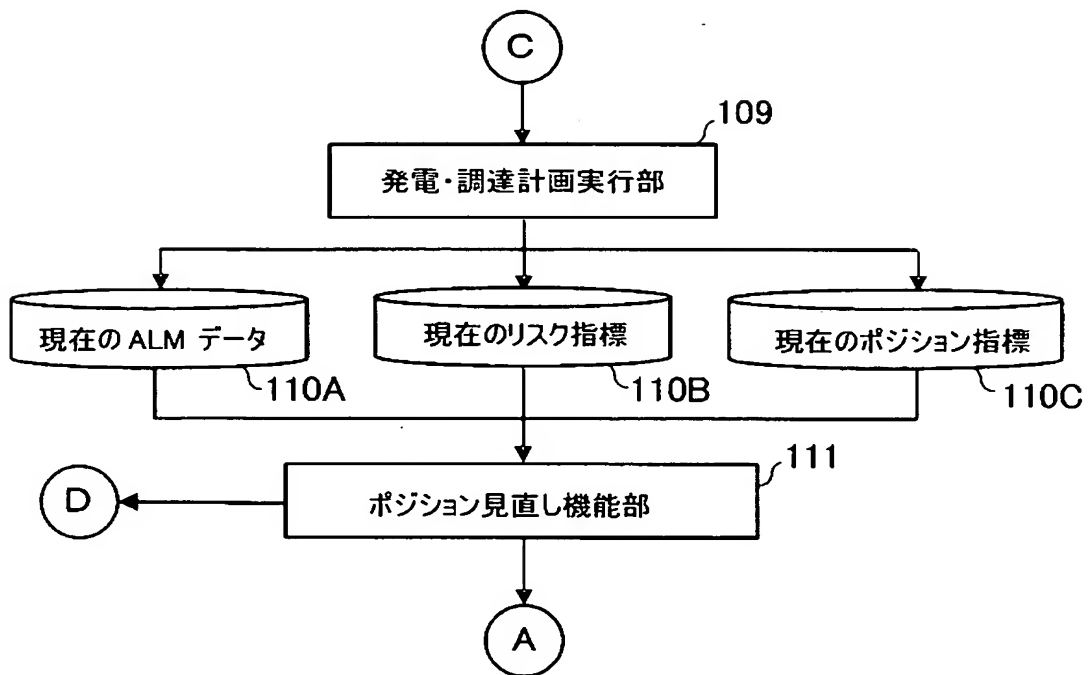
【図 10】



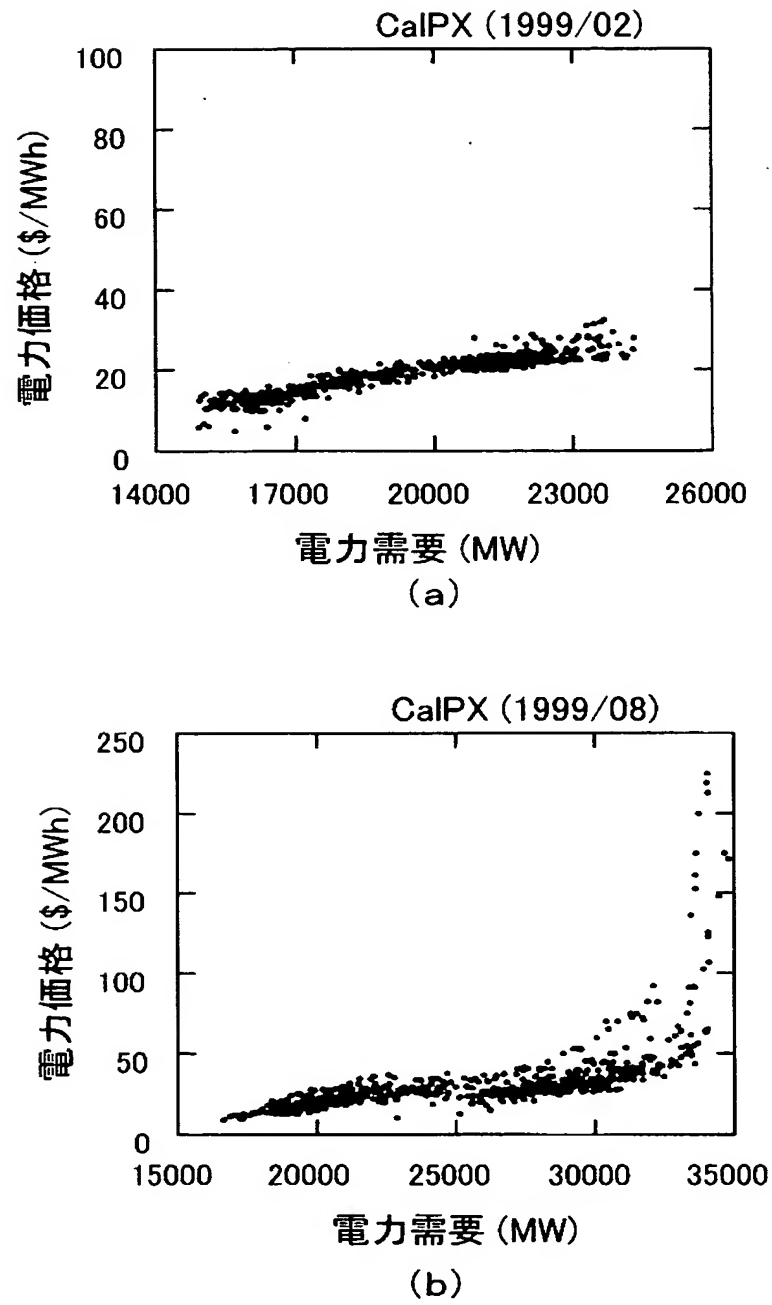
【図 11】



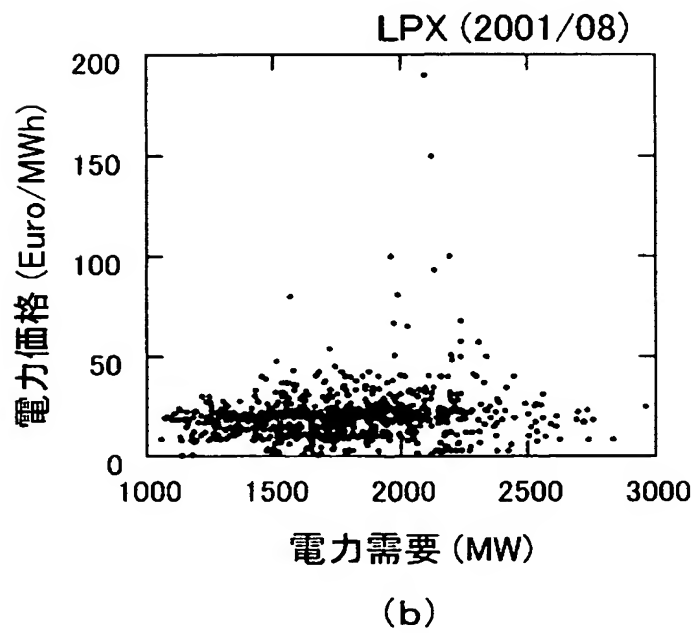
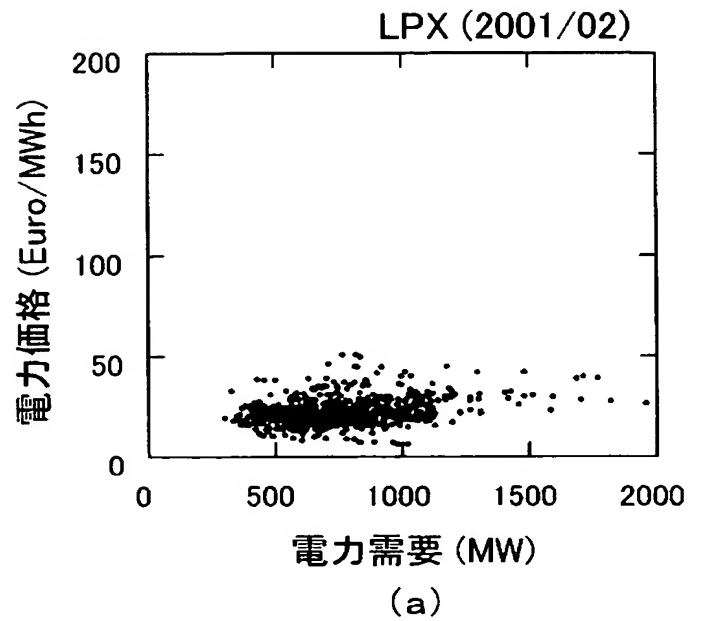
【図 12】



【図 13】

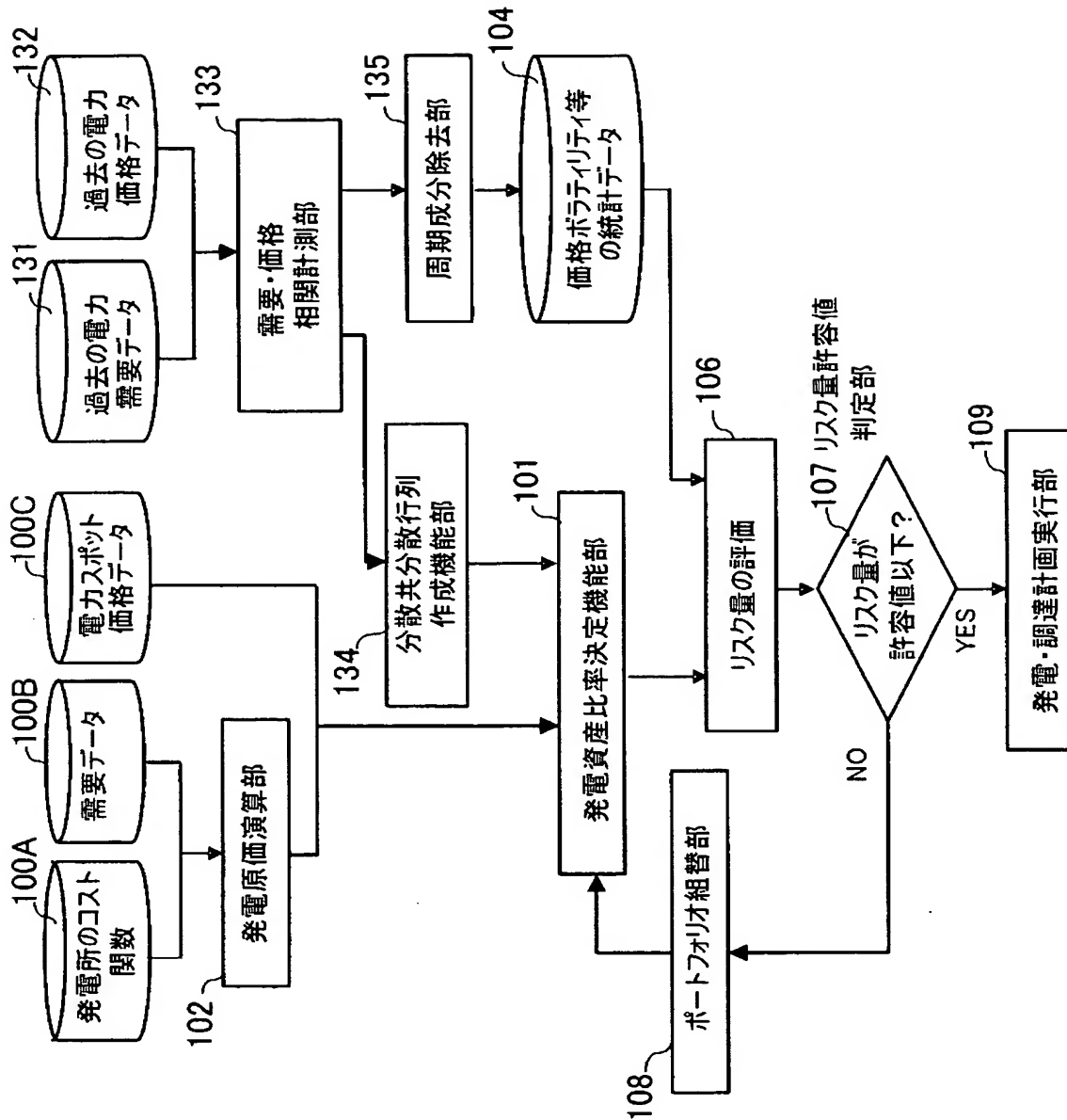


【図 14】

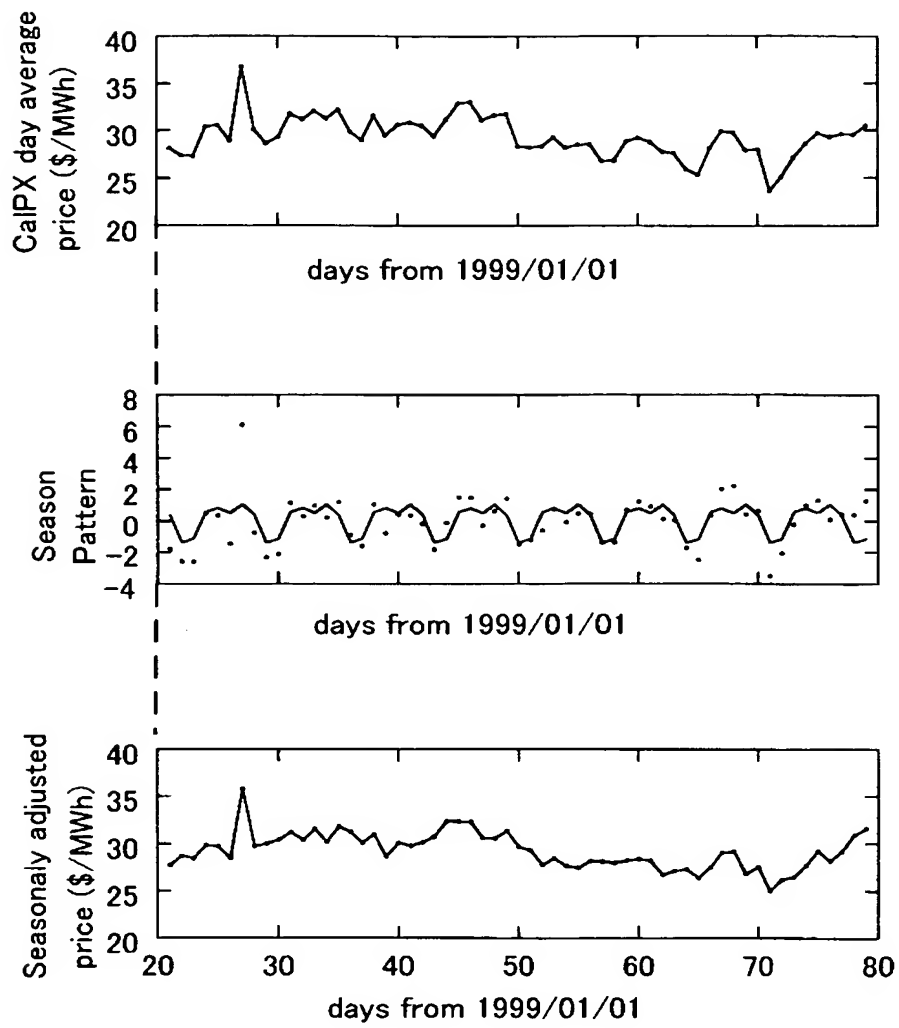




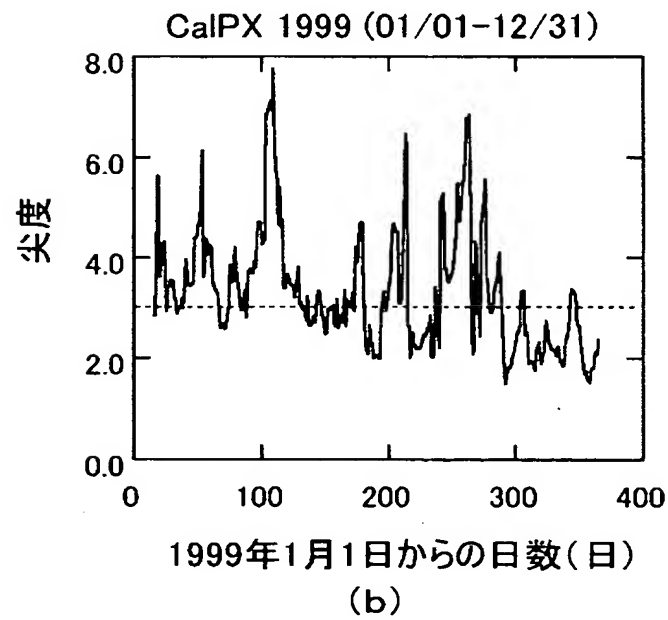
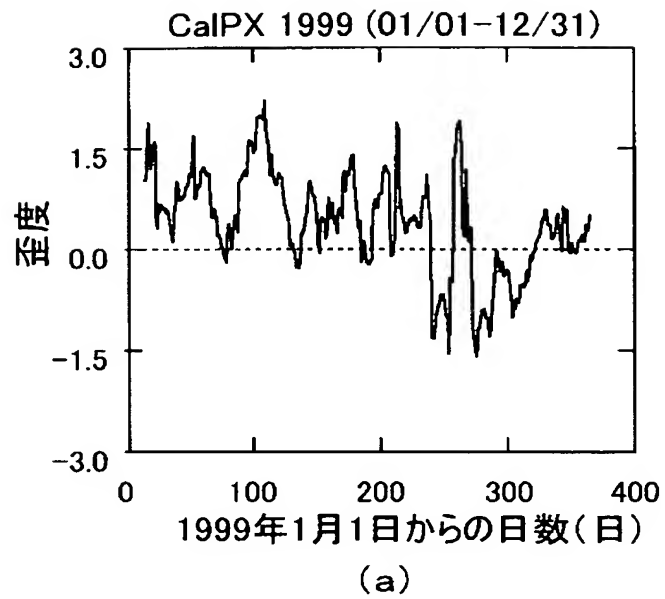
【図 15】



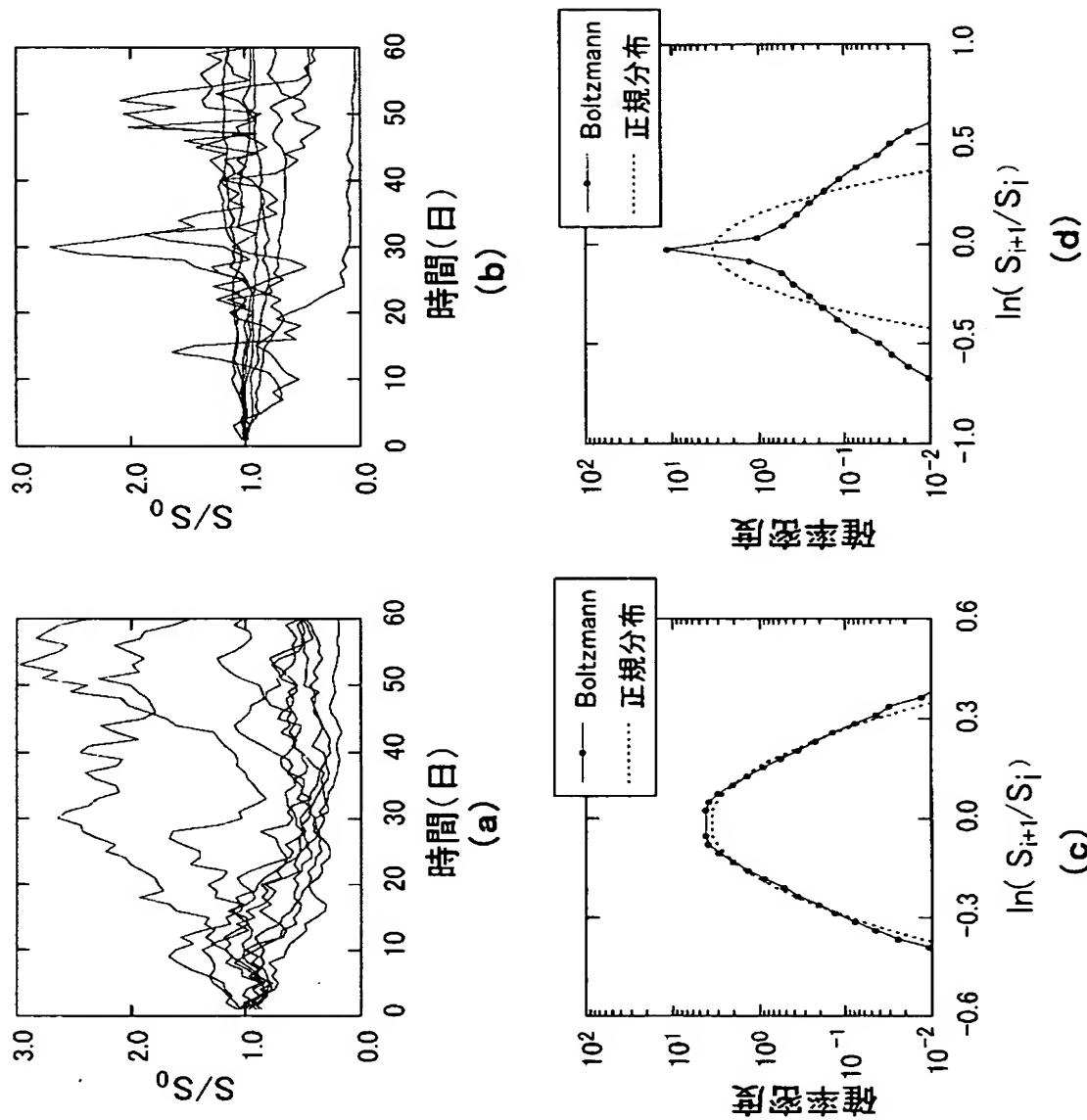
【図 16】



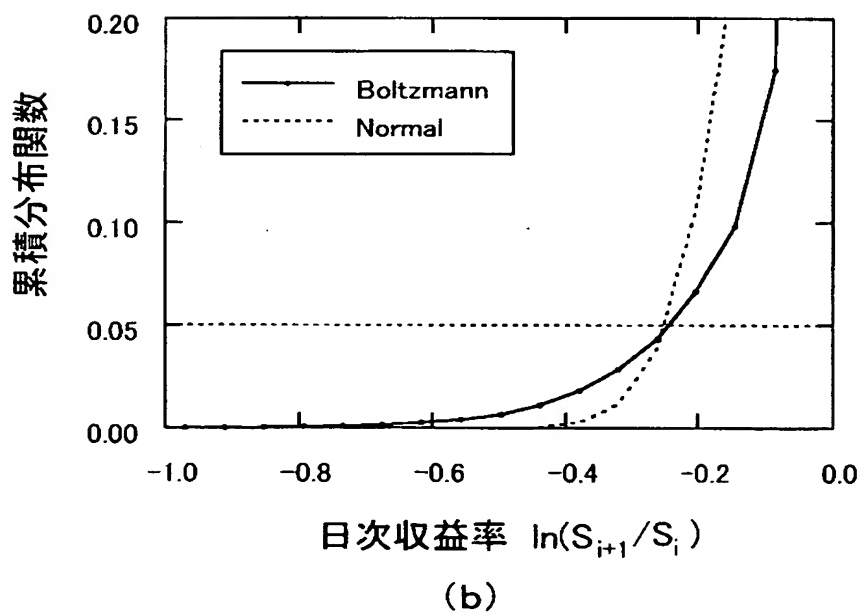
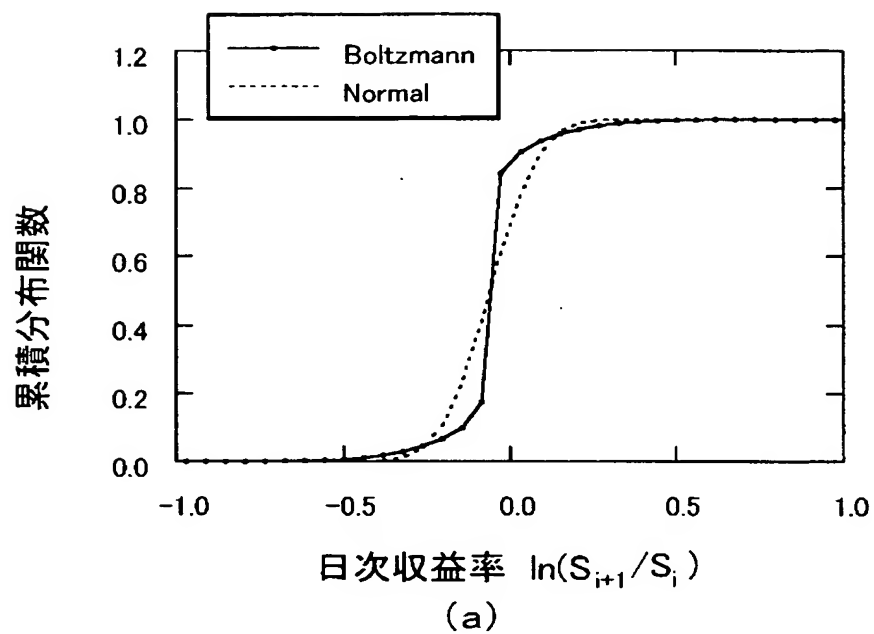
【図 17】



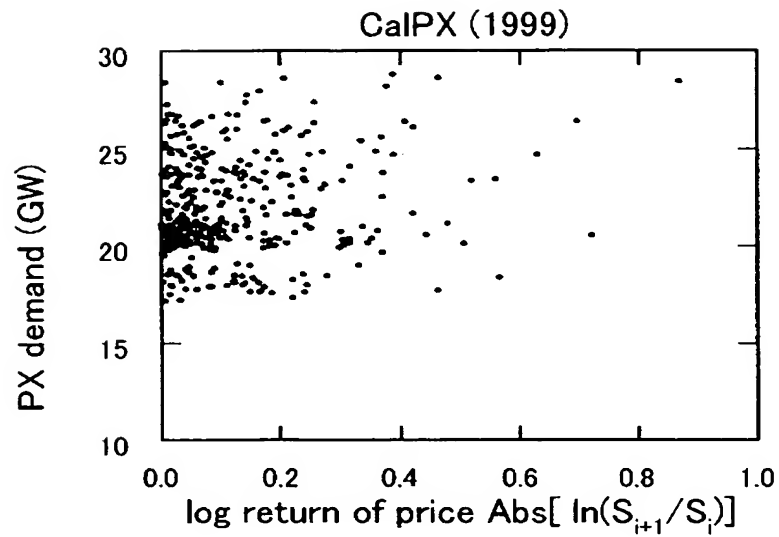
【図 18】



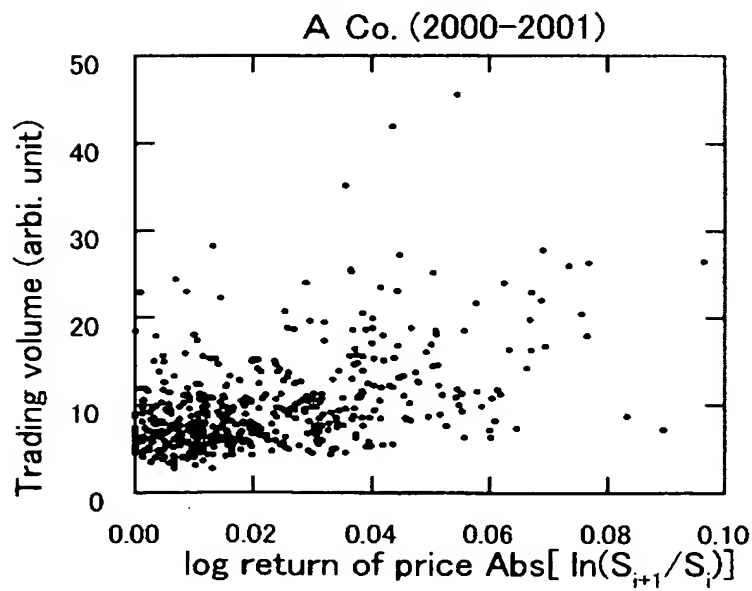
【図 19】



【図 20】

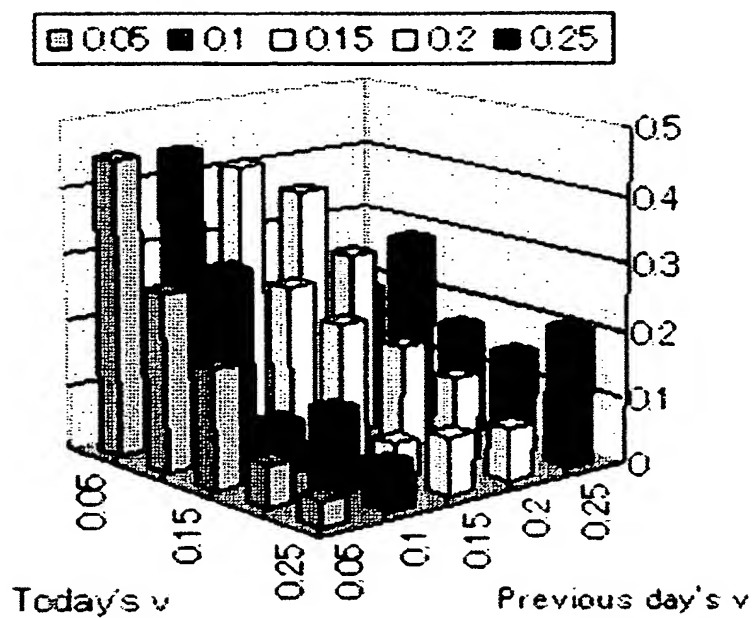


(a)

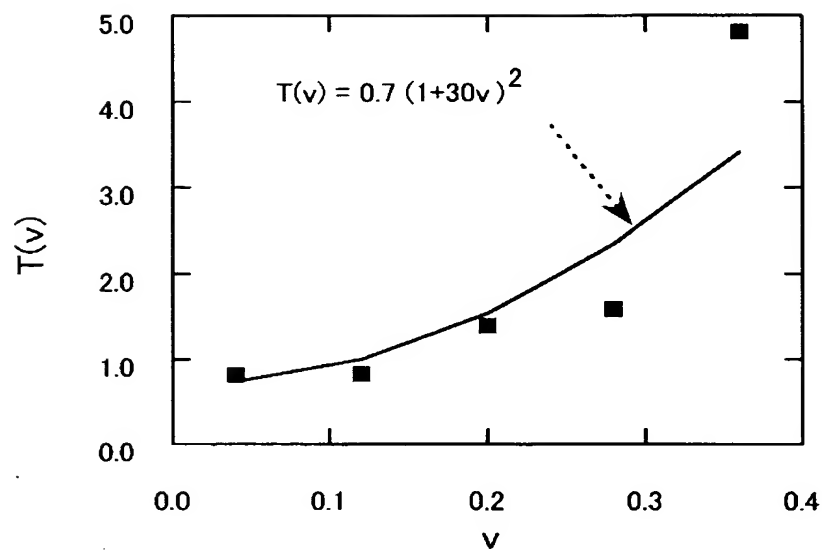


(b)

【図 21】

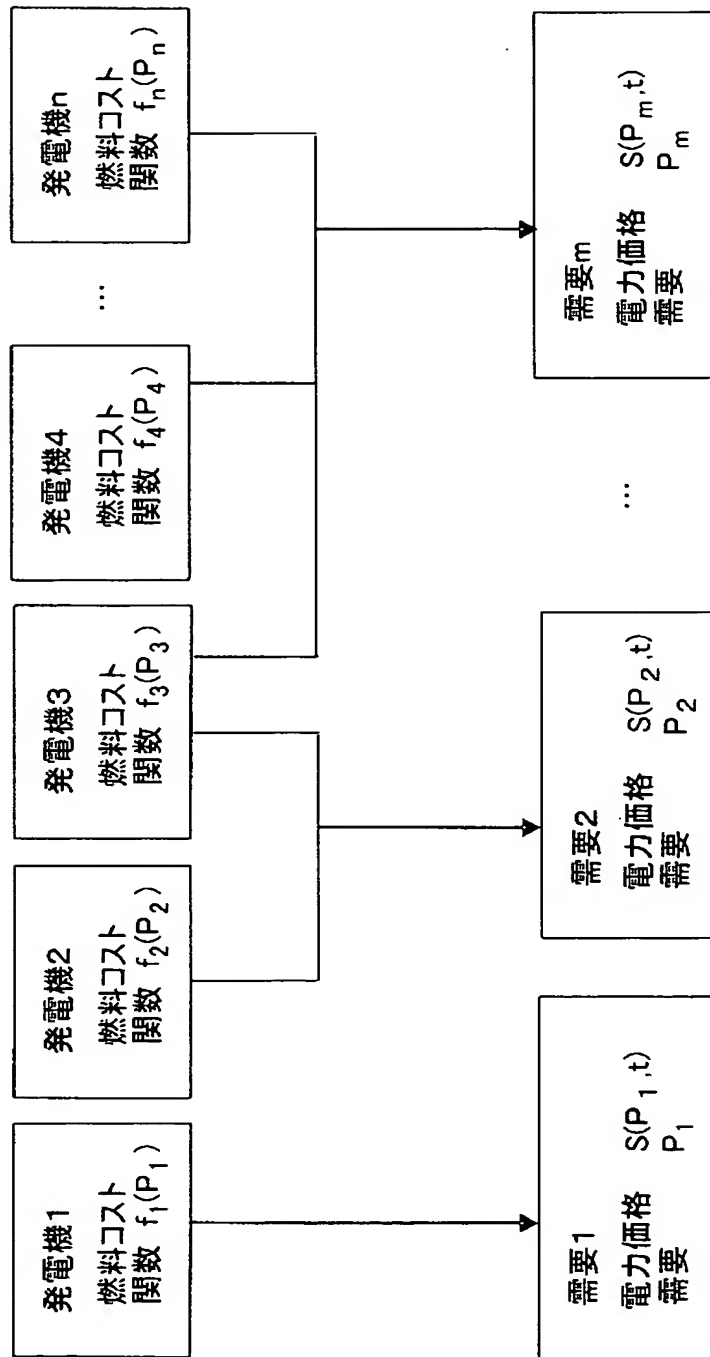


(a)



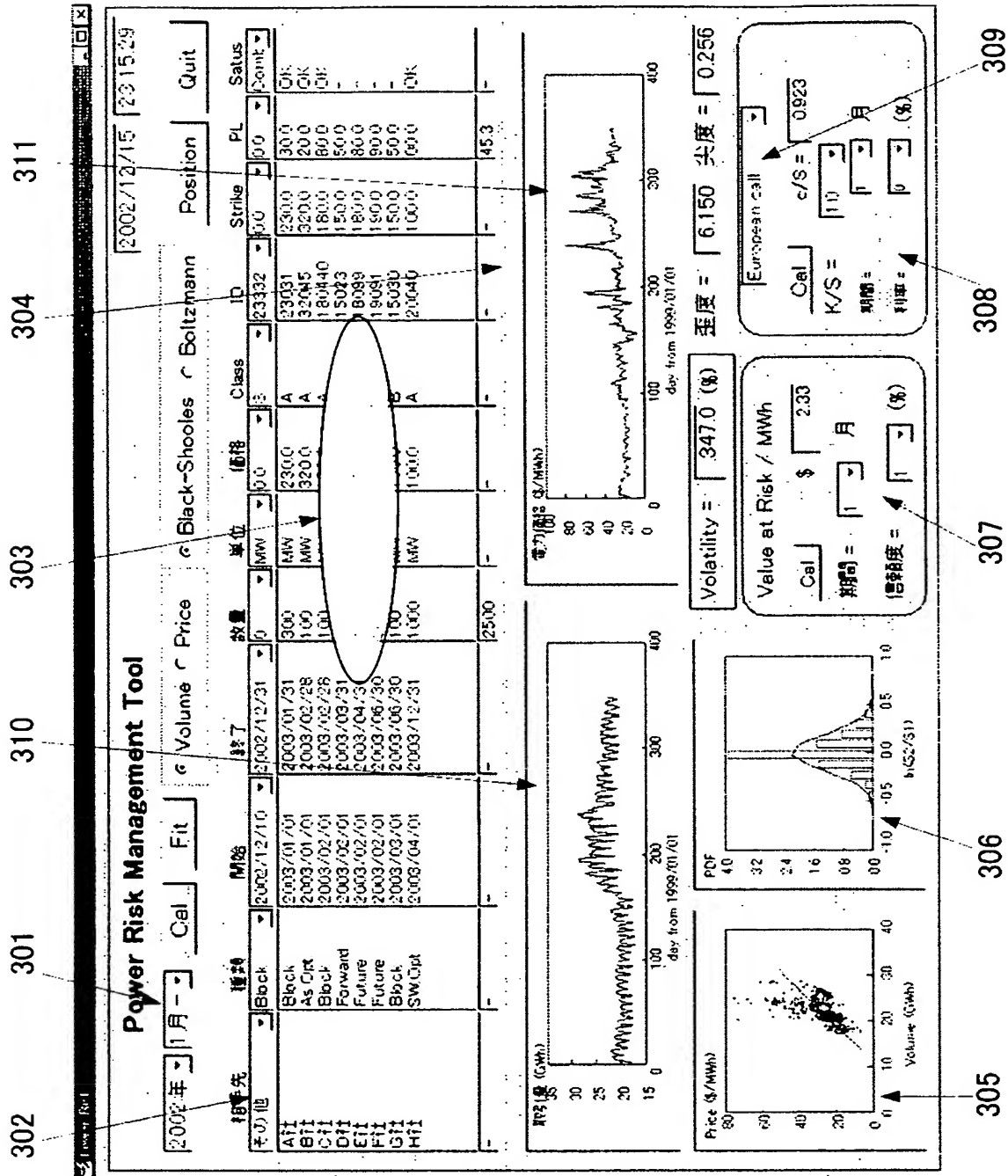
(b)

【図 22】





【図 23】



【書類名】 要約書

【要約】

【課題】 電力の取引にともなう市場リスクを計量し、リスクを許容値以下に保ちつつ収益を最大化する電力取引リスク管理システムを提供する。

【解決手段】 この電力取引管理システムは、電力需要の予測値100B、スポット市場での電力価格100C、使用する発電機のコスト関数および燃料価格や固定費等100Aを評価し入力する手段102と、過去の電力価格の変動から将来の電力価格のランダム変動をモデル化する手段104と、電力売買による収益等を計算する手段105と、電力価格のランダム変動により生ずるリスクを評価する手段106と、適切な電力ポートフォリオを構成する手段109と、日々にポートフォリオの価値を再評価する手段111と、リスク低減のためにポートフォリオを組替える手段108と、リスクヘッジのための金融派生商品の価格を決定する手段114を備えている。

【選択図】 図 7

特願 2 0 0 3 - 0 2 4 6 7 6

出 願 人 履 歴 情 報

識別番号 [ 0 0 0 0 0 3 0 7 8 ]

1. 変更年月日	2 0 0 1 年 7 月 2 日
[変更理由]	住所変更
住 所	東京都港区芝浦一丁目 1 番 1 号
氏 名	株式会社東芝